



**TESIS – PM 147501**

**OPTIMASI PRODUKSI MELALUI PEMILIHAN  
SUMUR *ONLINE* DENGAN METODE *BINARY  
PROGRAMMING* PADA FASILITAS JARINGAN  
SUMUR MINYAK DAN GAS**

**Musthofa Fahmi**

**NRP. 9115201707**

**Dosen Pembimbing**

**Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE, Ph.D.**

**DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI  
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN INDUSTRI  
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA**

**2017**



**THESIS – PM 147501**

**PRODUCTION OPTIMIZATION THROUGH  
SELECTION OF ONLINE WELL USING  
BINARY PROGRAMMING METHOD IN OIL  
AND GAS WELLS NETWORK FACILITIES**

**Musthofa Fahmi**

**NRP. 9115201707**

**Supervisor**

**Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE, Ph.D.**

**DEPARTMENT OF TECHNOLOGY MANAGEMENT**

**INDUSTRIAL MANAGEMENT**

**FACULTY OF BUSINESS AND TECHNOLOGY MANAGEMENT**

**INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER**

**SURABAYA**

**2017**

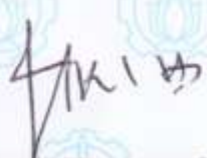
**Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar  
Magister Manajemen Teknologi (M.MT.)  
di  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**oleh:**

**MUSTHOFA FAHMI**  
**NRP. 9115201707**

**Tanggal Ujian : 7 Juni 2017**  
**Periode Wisuda : September 2017**

**Disetujui oleh:**

  
**1. Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE, Ph.D.**  
**NIP. 1970 0523 1996 0110 01**

**(Pembimbing I)**

  
**2. Prof. Dr. Ir. Suparno, MSIE.**  
**NIP. 1948 0710 1976 0310 02**

**(Penguji)**

  
**3. Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, M.Sc.**  
**NIP. 1959 0430 1989 0310 01**

**(Penguji)**

**Dekan Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi,**

  
**Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc.**  
**NIP. 1959 0318 1987 0110 01**

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

# **OPTIMASI PRODUKSI MELALUI PEMILIHAN SUMUR ONLINE DENGAN METODE *BINARY PROGRAMMING* PADA FASILITAS JARINGAN SUMUR MINYAK DAN GAS**

Nama Mahasiswa : Musthofa Fahmi  
NRP : 9115201707  
Pembimbing : Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE, Ph.D.

## **ABSTRAK**

Produksi minyak Indonesia dari tahun ke tahun mengalami penurunan. Menurut SKK MIGAS penurunan tersebut disebabkan karena sekitar 90 persen total produksi minyak dihasilkan dari lapangan berusia lebih dari 30 tahun, sehingga dibutuhkan investasi yang cukup besar untuk menahan laju penurunan alaminya. Blok ONML menjadi salah satu blok utama tertua penyokong produksi minyak dan gas Indonesia dengan produksi 40000 BOPD minyak dan 167 MMSCFD gas yang beroperasi sejak tahun 1971. Brev *flowstation* merupakan salah satu lapangan produksi ONML yang telah beroperasi sejak tahun 1975 dengan produksi 8300 BOPD dan 24 MMSCFD, memiliki 84 sumur dengan karakteristik berbeda-beda dan menggunakan metode *gas lift injection* untuk me-lifting minyak produksi melalui sistem kompresi 2 *train kompresor* (2 unit *low pressure* dan 2 unit *high pressure*) dengan *pressure* dan *flow* tertentu.

Ketika dalam kondisi tertentu seperti adanya *maintenance* atau *trouble* serta tuntutan untuk mengefisiensikan operasi dengan mempertimbangkan biaya operasional turbin kompresor, sehingga sistem kompresi berjalan dengan menggunakan 1 atau 1,5 *train* kompresor saja. Perubahan tersebut akan berpengaruh pada jumlah produksi *gas lift* yang di *inject* kan ke sumur dan kemampuan hisap kompresor dari gas yang dihasilkan sumur, sehingga beberapa sumur harus dimatikan agar *supply gas lift* masih dapat memenuhi kebutuhan minimum sumur yang tersisa.

Dalam penelitian ini dilakukan optimasi sistem produksi sumur minyak dan gas pada lapangan Brev *flowstation* dengan menggunakan metode *binary programming* dan didapatkan kombinasi 70 sumur *online* pada sistem kompresor 1 *train* dengan *gain profit* sebesar USD 18.748,78 per hari dan kombinasi 78 sumur *online* pada sistem kompresor 1,5 *train* dengan *gain profit* sebesar USD 7.869,06 per hari. Berdasarkan perbandingan biaya operasional turbin kompresor dan *profit* optimal, sistem operasi turbin kompresor 2 *train* tetap lebih menguntungkan dengan selisih *profit* sebesar USD 47.099,63 per hari dibandingkan sistem 1 *train* dan USD 7.101,21 per hari dibandingkan sistem 1,5 *train*.

Kata kunci: *oil and gas well, gas lift, gas compressor, optimasi, binary programming*

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

# **PRODUCTION OPTIMIZATION THROUGH SELECTION OF ONLINE WELL USING BINARY PROGRAMMING METHOD IN OIL AND GAS WELLS NETWORK FACILITIES**

By : Musthofa Fahmi  
Student Identity Number : 9115201707  
Supervisor : Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE, Ph.D.

## **ABSTRACT**

Indonesia's oil production has continuously decreased from year to year. According to SKK MIGAS, it is because of 90% of total oil production generated from the field aged over 30 years, so it takes a considerable investment to withstand the rate of its natural decline. One of the oldest main blocks of Indonesia's oil and gas production is the ONML block (operating since 1971) that yield 40000 BOPD oil and 167 MMSCFD gas. Brev Flowstation, one of the ONML production fields that has been operating since 1975 with production of 8300 BOPD and 24 MMSCFD, has 84 wells with different characteristics and uses the gas lift injection method to increase oil production through 2 train compression system (2 low pressure units and 2 high pressure units) with certain pressure and flow.

Under certain circumstances, such as periodical maintenance or operational efficiency (considering the operational cost of turbine compressor), the compression system will apply 1 or 1.5 compressor train only. Consequently, the amount of gas lift production injected to the well and the suction capability of the compressor will be affected too; so that some wells must be turned off in order to meet the minimum gas lift supply requirements of the remaining wells.

This research analysed oil and gas well production system optimization in Brev Flowstation using binary programming method, that resulted in combination of 70 online wells on 1 train compressor system with gained profit of USD 18,748.78 per day and 78 online wells on 1.5 train compressor system with gained profit of USD 7,869.06 per day. By comparing compressor operating cost and optimal profit, it is concluded that 2 train compressor system is the most profitable system, with profit deviation of USD 47,099.63/day compared to the 1 train system and USD 7,101.21/day compared to the 1.5 train system.

Keywords: oil and gas well, gas lift, gas compressor, optimization, binary programming

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**



## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah puji syukur kehadiran Allah SWT atas kasih sayang, karunia dan rahmat-Nya, sehingga Tesis ini dapat terselesaikan dengan baik. Tesis ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Magister pada Bidang Studi Manajemen Industri, Jurusan Magister Manajemen Teknologi, Pasca Sarjana, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan judul:

### **Optimasi Produksi Melalui Pemilihan Sumur *Online* dengan Metode *Binary Programming* pada Fasilitas Jaringan Sumur Minyak dan Gas**

Dengan segala kerendahan hati, penulis menyadari bahwa dalam menyelesaikan penyusunan Tesis ini tidak lepas dari peran berbagai pihak yang telah banyak memberikan bantuan, bimbingan dan dorongan. Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih yang tak terhingga khususnya kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya kepada kami sehingga didapatkan kemudahan dan kelancaran dalam proses pengerjaan Tesis ini.
2. Nabi Muhammad SAW yang telah menunjukkan dan mengajarkan akhlak mulia sehingga didapatkan kenyamanan dan keramahan dalam berhubungan dengan orang di sekitar.
3. Ayahanda Zaenal Muttaqien dan Ibunda Siti Safinatuz Zahrok yang selalu menambatkan doa dan memeberikan dukungannya serta yang telah mengajarkan kegigihan dan selalu menjadi sumber inspirasi.
4. Ayahanda Muhammad Adib dan Ibunda Retno Hermijanti yang selalu menambatkan doa dan memeberikan dukungannya serta yang telah mengajarkan kegigihan dan selalu menjadi sumber inspirasi.
5. Istri tercinta Aulia Rahma Annisa yang memberikan dukungan dan semangat penuh dalam tiap waktu, serta ananda Muhammad Zafran Kamil yang memotivasi dalam penyelesaian tesis ini.
6. Bapak Prof. Ir. Joni Hermana, M.Sc.,Es., PhD selaku Rektor ITS, Bapak Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc. selaku Dekan Fakultas

Bisnis dan Manajemen Teknologi ITS, Bapak Dr. Ir. Mokhamad Suef, MSc (Eng) selaku Kepala Jurusan Manajemen Teknologi ITS, bapak Christiono Utomo, ST, MT, PhD selaku Sekretaris Jurusan Manajemen Teknologi ITS dan bapak Dr.Techn. Ir. R.V. Hari Ginardi, MSc selaku Kepala Magister Manajemen Teknologi ITS

7. Bapak Nurhadi Siswanto, ST, MSIE, PhD selaku dosen pembimbing Tesis yang dengan tulus memberikan segenap waktu dan bimbingannya serta dukungannya yang tak terhingga dalam penyelesaian penyusunan tesis ini.
8. Bapak Prof. Dr. Ir. Suparno, MSIE dan bapak Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, MSc selaku dosen penguji Tesis yang dengan teliti dan tulus memberikan koreksi, arahan dan bimbingan untuk perbaikan, penyempurnaan dalam penyelesaian penyusunan Tesis ini.
9. Ibu Prof. Dr. Yulinah Trihadiningrum M.App.Sc, Ibu Widya Kusumawardhani dan Bapak Waluyo Prasetyo serta seluruh Dosen, Staff dan Karyawan MMT ITS yang telah memberikan bantuan yang terhingga terhadap perjalanan studi dari awal hingga akhir penyusunan tesis ini.
10. Keluarga Pejuang S2 MMT ITS program kelas kerjasama Pertamina Jakarta angkatan 2015, Bapak Djodi Kusuma, Bapak Ade Setiadi, Bapak Jimmy Juliandhika, Bapak Budhi Refa A, Bapak Sandi Dumara, Bapak Octoviano P, Bapak Arwan Chrysdeckie S, Bapak Itsna Affandi F, Bapak Ekwana Hardiyanto, Bapak Sani Tresna dan Bapak Septian Dwi C, yang menjadi inspirasi dan penyemangat dalam setiap detik perjalanan studi dan penyelesaian tesis ini serta yang telah memberikan kehangatan persaudaraan, persahabatan dan kekuatan bersama untuk dapat menyelesaikan studi hingga akhir. Semoga sukses dan barokah selalu untuk kita semua! Aamiin.
11. Keluarga Besar Bravo, Bapak Isom, Bapak Sjahrial, Bapak Ridan, Bapak Isnawan, Bapak Dodot, Bapak Yana, Bapak Dedi, Bapak Prayitno, Bapak Reva, Bapak Ario, Bapak Dadan, Bapak Agus Jumara, Bapak Mashuri, Bapak Rasyid, Bapak Arief, Bapak Agus, Bapak Isnaeni, Bapak Rachmat, Bapak Franky, Bapak Idris, Bapak Systabrani, Bapak Ujang, Bapak Fikry, Aep, Bapak Bhakti, Bapak Dadun, Bapak Danang, Bapak Kardiana, Bapak

Ridho, Bapak Paruk, Bapak Paul, Bapak Bowo, Bapak Yuli, Bapak Yulianto, Bapak Aan, Bapak Catur, Bapak Dudi, Bapak Gery, Bapak Ilham, Bapak Joso, Bapak Maidani, Bapak Jalal, Bapak Budi, Bapak Harriyana, Bapak Ricky, Bapak Ronny, Bapak Supriyadi, Bapak Sugiono, Bapak dr. Bramantyo, Bapak dr. Eka, Bapak Hari, Bapak Pirade, Bapak islah, Bapak lismanto, Bapak nasril, Bapak Nuryadi, Bapak Suroso, Bapak Wahyu, Bapak Yudi, Bapak Daniel, yang telah memberikan bantuan, dukungan dan do'anya untuk terselesaikannya studi dan penyusunan tesis ini.

12. Keluarga Besar Mike-Mike, Bapak Deni danial, Bapak Wint Tri, Bapak Swasono H, Bapak Edwart, Bapak Deni Permana, Bapak Suprayogi, Bapak Angga, Bapak Romlih, Bapak Sunardi, Bapak Chris, Bapak Aep, Bapak Hadi, Bapak Irvan, Bapak Gun Gun, Bapak Taufik, Bapak Yance, Bapak Ikhsan, Bapak Budi, Bapak Ade, Bapak Asep, Bapak Dian, Bapak Iskandar, Bapak Iyan, Bapak Mansur, Bapak Miftach, Bapak Nandar, Bapak Ramdan, Bapak Bowo, Bapak Rudi, Bapak Nalendra, Bapak Sail, Bapak dr. Mone, Bapak dr. Panji, Bapak Ade nurhasan, Bapak Supriyanto, Bapak Decky, Bapak Eja yang telah memberikan bantuan, dukungan dan do'anya untuk terselesaikannya studi dan penyusunan tesis ini.

13. Keluarga besar Institut Lele Indonesia (Senky, Didit, Isna, Sidratu, Irma) atas dukungan dan rajutan mimpinya.

14. Seluruh pihak yang telah membantu dan berperan serta dalam terlaksananya studi dan penyusunan Tesis ini dari awal sampai akhir.

Akhir kata, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada semua pihak yang telah banyak membantu, semoga Allah SWT selalu melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya kepada kita semua. Aamiin

Semoga buku Tesis ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca pada umumnya dan mahasiswa Jurusan Magister Manajemen Teknologi pada khususnya.

Surabaya, 31 Mei 2017

Penulis

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## DAFTAR ISI

JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
ABSTRAK .....	v
ABSTRACT .....	vii
KATA PENGANTAR .....	ix
DAFTAR ISI .....	xii
DAFTAR TABEL .....	xv
DAFTAR GAMBAR .....	xvii
DAFTAR SINGKATAN DAN ISTILAH .....	xviii
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	4
1.3 Tujuan Penelitian .....	5
1.4 Ruang Lingkup Penelitian .....	6
1.5 Manfaat Penelitian .....	7
1.6 Sistematika Penulisan .....	7
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA .....	9
2.1 Sumur Migas dan Proses <i>Lifting</i> nya .....	9
2.2 Brev <i>Flowstation</i> dan Sistem Kompresi <i>Gas lift</i> .....	12
2.3 <i>Linear Programming</i> .....	17
2.4 Posisi Penelitian .....	21
BAB 3 METODE PENELITIAN .....	24
3.1 Pengumpulan Data .....	25
3.2 Pengembangan Model .....	26
3.2.1 Pengembangan Model Sistem Operasi 1 <i>Train</i> .....	26
3.2.2 Pengembangan Model Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> .....	31
3.3 Pengolahan Data dan Optimasi .....	35
3.4 Validasi Data dan Pemodelan .....	36
3.5 Analisa Hasil dan Sensitivitas .....	36
3.6 Analisa Hasil Optimasi Sistem Operasi .....	36
3.7 Kesimpulan dan Saran .....	37

3.8 Tahapan Penelitian .....	37
BAB 4 PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA .....	39
4.1 Pengumpulan Data .....	39
4.1.1 Data Kemampuan Kompresor .....	39
4.1.2 Data Sumur Brev .....	40
4.1.3 Data Biaya Operasional Turbin Kompresor .....	46
4.2 Data <i>Existing</i> Pemilihan Sumur <i>Shut In</i> .....	48
BAB 5 ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN .....	51
5.1 Hasil Model Optimasi .....	51
5.1.1 Pemodelan Optimasi Sistem Operasi 1 <i>Train</i> .....	51
5.1.2 Pemodelan Optimasi Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> .....	53
5.1.3 Hasil Optimasi .....	54
5.2 Uji Sensitivitas .....	56
5.2.1 Perubahahan Harga Minyak .....	56
5.2.2 Perubahan Harga Gas .....	57
5.2.3 Perubahan Jumlah Produksi Minyak .....	59
5.2.4 Perubahan Jumlah Produksi Gas .....	60
5.2.5 Perubahan Jumlah Konsumsi Gas Lift .....	64
5.3 Pembahasan .....	68
5.3.1 Analisa Perbandingan Hasil Optimasi .....	68
5.3.2 Validasi Data dan Pemodelan .....	70
5.3.3 Analisa <i>Cost and Benefit</i> dari Sistem Operasi .....	71
5.3.4 Analisa Hasil Sensitivitas .....	72
BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN .....	75
6.1 Kesimpulan .....	75
6.2 Saran .....	77
DAFTAR PUSTAKA .....	79
LAMPIRAN .....	81
BIOGRAFI PENULIS .....	129

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Operating Condition of Production &amp; Atmospheric Separator</i> BPRO	14
Tabel 2.2 <i>Operating Condition of 1<sup>st</sup> Stage Compresor</i> 03-C-1A/B	16
Tabel 2.3 <i>Operating Condition of 2<sup>nd</sup> Stage Compresor</i> 03-C-2A/B	16
Tabel 2.4 Posisi Penelitian	23
Tabel 4.1 Data Kemampuan Kompresor	40
Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sumur Brev	41
Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sumur Brev (Lanjutan 1)	42
Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sumur Brev (Lanjutan 2)	43
Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sumur Brev (Lanjutan 3)	44
Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sumur Brev (Lanjutan 4)	45
Tabel 4.3 Biaya <i>Service &amp; Maintenance</i> 1 Unit Turbin Kompresor Brev	47
Tabel 4.4 Biaya Operasional 1 Unit Turbin Kompresor Brev	47
Tabel 4.5 Data <i>Existing</i> Sumur <i>Shut In</i> dan <i>Production Loses</i> Sistem Kompresor 1 <i>Train</i>	48
Tabel 4.6 Data <i>Existing</i> Sumur <i>Shut In</i> dan <i>Production Loses</i> Sistem Kompresor 1,5 <i>Train</i>	49
Tabel 5.1 Sumur <i>Shut In</i> dan <i>Loses</i> Produksi Sistem Operasi Kompresi 1 <i>Train</i>	55
Tabel 5.2 Sumur <i>Shut In</i> dan <i>Loses</i> Produksi Sistem Operasi Kompresi 1,5 <i>Train</i>	55
Tabel 5.3 Pengaruh Perubahan Produksi Gas Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1 <i>Train</i> Kompresor	62
Tabel 5.4 Pengaruh Perubahan Produksi Gas Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor	63
Tabel 5.5 Pengaruh Perubahan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1 <i>Train</i> Kompresor	66
Tabel 5.6 Pengaruh Perubahan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor	67
Tabel 5.7 Perbandingan Keputusan Sumur <i>Shut In</i> dan <i>Loses</i> Produksi Sistem Operasi Kompresor 1 <i>Train</i>	68

Tabel 5.8 Perbandingan Keputusan Sumur <i>Shut In</i> dan <i>Loses</i> Produksi Sistem Operasi Kompresor 1,5 <i>Train</i> .....	69
Tabel 5.9 Perbandingan Data Aktual Kemampuan Kompresor dengan Hasil Output Pemodelan .....	70
Tabel 5.10 Keuntungan dan Biaya dari Masing-Masing Sistem Operasi Kompresor .....	72
Tabel 5.11 Perbandingan Hasil Uji Sensitivitas Parameter-Parameter pada Masing-Masing Sistem Operasi Turbin Kompresor.....	73



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Realisasi dan Perkiraan Produksi Migas .....	1
Gambar 2.1 <i>Artificial Lift Systems</i> .....	9
Gambar 2.2 <i>Completed Well</i> .....	10
Gambar 2.3 <i>Basic Component and Sistem of Gas lift System</i> .....	11
Gambar 2.4 <i>BREV F/S and NUI Pipeline Configuration</i> .....	13
Gambar 2.5 <i>Simplify Gas lift Compression System - B1C Brev</i> .....	15
Gambar 3.1 Diagram Alir Metode Penelitian .....	37
Gambar 5.1 Sensitivitas Perubahan Harga Minyak Sistem Operasi 1 <i>Train</i> Kompresor.....	56
Gambar 5.2 Sensitivitas Perubahan Harga Minyak Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor.....	57
Gambar 5.3 Sensitivitas Perubahan Harga Gas Sistem Operasi 1 <i>Train</i> Kompresor	58
Gambar 5.4 Sensitivitas Perubahan Harga Gas Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor.....	58
Gambar 5.5 Sensitivitas Perubahan Produksi Minyak Sistem Operasi 1 <i>Train</i> Kompresor.....	59
Gambar 5.6 Sensitivitas Perubahan Produksi Minyak Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor.....	60
Gambar 5.8 Sensitivitas Perubahan Produksi Gas Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor.....	61
Gambar 5.9 Sensitivitas Perubahan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sistem Operasi 1 <i>Train</i> Kompresor.....	64
Gambar 5.10 Sensitivitas Perubahan Konsumsi <i>Gas Lift</i> Sistem Operasi 1,5 <i>Train</i> Kompresor.....	65

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## DAFTAR SINGKATAN DAN ISTILAH

BREV	: Nama yang disamarkan dari nama salah satu <i>flowstation</i> utama yang beroperasi di lapangan operasi produksi blok ONML.
ONML	: Nama yang disamarkan dari nama salah satu blok produksi minyak dan gas bumi yang berada di Indonesia dan merupakan operasi lapangan anjungan lepas pantai pertama di Indonesia.
ARJAN	: Nama yang disamarkan dari nama salah satu lapangan penyimpanan dan pendistribusi minyak bumi hasil produksi dari blok ONML.
PQU	: Nama yang disamarkan dari nama perusahaan minyak dan gas bumi sebagai operator produksi dari blok ONML.
<i>Flowstation</i>	: Anjungan lepas pantai produksi minyak dan gas bumi yang terdiri dari beberapa bangunan ( <i>platform</i> ) yang terhubung dengan jembatan.
BOPD	: <i>Barrel Oil Per Day</i> , satuan untuk jumlah produksi minyak per hari.
BFPD	: <i>Barrel Fluid Per Day</i> , satuan untuk total jumlah produksi fluida (minyak dan air) per hari.
MSCFD	: <i>Million Standard Cubic Feet per Day</i> (gas) atau Juta Standar Kaki Kubik per Hari (gas). Satuan untuk total jumlah produksi gas per hari. M adalah 1.000 (seribu) jika digunakan dalam hubungan dengan satuan SCF atau BTU, menjadi MSCF atau MBTU. MM adalah 1.000.000 (satu juta) jika digunakan dalam hubungan dengan satuan SCF atau BTU, menjadi MMSCF atau MMBTU.
SCF	: <i>Standard Cubic Foot</i> adalah sejumlah gas yang diperlukan untuk mengisi ruangan 1 (satu) kaki kubik, dengan tekanan sebesar 14,73 psi (empat belas dan tujuh tiga per sepuluh

*pound per square inch*) atau 14,696 psi (empatbelas dan enam sembilan enam *per seratus pound per square inch*) dan pada temperatur 60° F (enampuluh derajat Fahrenheit) dalam kondisi kering.

**BTU** : *British Thermal Unit* atau satuan panas Britania. Satu BTU didefinisikan sebagai jumlah panas yang dibutuhkan untuk meningkatkan suhu 1 pound (sekitar 454 gram) air sebesar 1 derajat Fahrenheit. 143 BTU dibutuhkan untuk mencairkan 1 pound es.

**Sumur *online*** : sumur yang masih diaktifkan untuk produksi.

**Sumur *shut in*** : sumur yang dimatikan atau dinonaktifkan.

***Train* kompresor** : satu sistem kompresi yang terdiri dari dua tahap kompresi, tahap *low pressure* (*1<sup>st</sup> stage*) dan *high pressure* (*2<sup>nd</sup> stage*).

**1 *train* kompresor** : *1<sup>st</sup> stage* terdiri dari 1 unit kompresor dan *2<sup>nd</sup> stage* terdiri dari 1 unit kompresor.

**1,5 *train* kompresor** : *1<sup>st</sup> stage* terdiri dari 2 unit kompresor yang bekerja paralel dan *2<sup>nd</sup> stage* terdiri dari 1 unit kompresor.

**2 *train* kompresor** : *1<sup>st</sup> stage* terdiri dari 2 unit kompresor yang bekerja paralel dan *2<sup>nd</sup> stage* terdiri dari 2 unit kompresor yang bekerja paralel.

***Gas lift*** : Salah satu metode *artificial lift* (pengangkatan produksi minyak dan gas buatan) yang memanfaatkan sumber gas eksternal tekanan tinggi untuk diinjektkan ke sumur sehingga terjadi perbedaan tekanan yang cukup besar antara *surface* dan *subsurface* sumur sehingga dapat mengangkat fluida dengan baik.

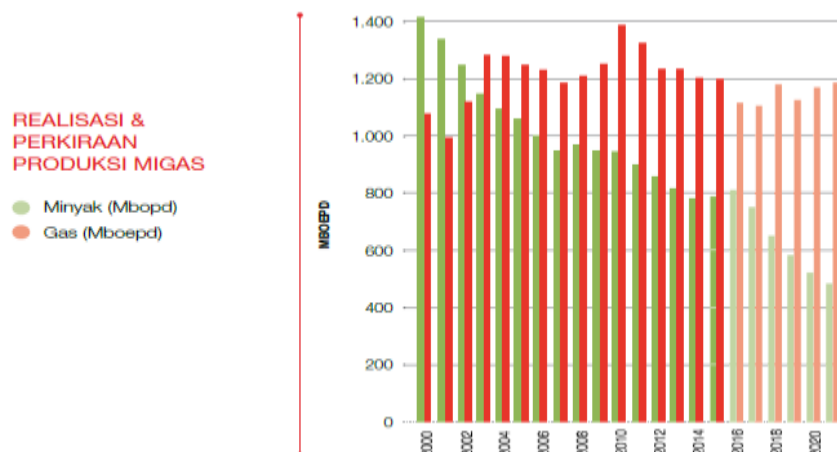
***Water cut* (Wc)** : perbandingan jumlah air terhadap total cairan (*liquid* / fluida) dalam satuan persen.

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Energi migas masih menjadi salah satu penggerak utama perekonomian Indonesia, baik sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri. Akselerasi pembangunan prasarana dan industri di Indonesia, membuat pertumbuhan konsumsi energi rata-rata mencapai 7% dalam 10 tahun terakhir. Peningkatan yang sangat tinggi, melebihi rata-rata kebutuhan energi global mengharuskan Indonesia untuk segera menemukan cadangan migas baru, baik di Indonesia maupun ekspansi ke luar negeri. Cadangan terbukti minyak bumi dalam kondisi *depleting*, sebaliknya gas bumi cenderung meningkat. Perkembangan produksi minyak Indonesia dari tahun ke tahun mengalami penurunan, sehingga perlu upaya luar biasa untuk menemukan cadangan-cadangan baru dan peningkatan produksi.



Gambar 1.1 Realisasi dan Perkiraan Produksi Migas (sumber: laporan tahunan SKK Migas 2015)

Menurut SKK MIGAS penurunan jumlah produksi minyak per hari tersebut disebabkan penurunan produksi dari lapangan *existing* lebih cepat dari perkiraan. Sekitar 90 persen dari total produksi minyak Indonesia dihasilkan dari lapangan yang usianya lebih dari 30 tahun, sehingga dibutuhkan investasi yang

cukup besar untuk menahan laju penurunan alaminya. Upaya menahan laju penurunan produksi pada lapangan tua tersebut, yang mencapai 12 persen per tahun, gagal dilaksanakan. Serta adanya penurunan harga minyak dunia yang signifikan dari tahun 2014 hingga 2015 dari level berkisar 100USD per barrel turun menjadi 30USD per barrel turut menjadi pemicu besar dalam penurunan produksi minyak dalam negeri, perkembangan kebijakan pemerintah dalam dunia minyak dan gas nasional yang sebelumnya berlaku kontrak karya *cost recovery* menjadi *gross split* pun merubah paradigma sistem operasi minyak dan gas Indonesia yang sebelumnya berorientasi lebih pada banyaknya jumlah produksi, menjadi efisiensi operasi untuk mencapai keuntungan yang lebih ekonomis, efektif dan efisien. ketiga hal tersebut menuntut usaha lebih dari seluruh *stakeholder* usaha minyak dan gas bumi dalam negeri untuk melakukan inovasi dan efisiensi besar-besaran dalam operasi produksi.

Blok ONML adalah salah satu blok produksi minyak dan gas bumi Indonesia yang telah beroperasi sejak tahun 1971 dan merupakan operasi lapangan anjungan lepas pantai pertama di Indonesia, dengan area operasi membentang dari Kepulauan Seribu sampai utara Cirebon, seluas 8.300 km<sup>2</sup> dan terdapat 11 *station* utama dan 222 anjungan (sumur minyak) produksi dengan produksi rata-rata saat ini dari lapangan ONML adalah 40.000 BOPD minyak dan 167 MMSCFD gas. Blok ONML menjadi salah satu blok utama pemasok dan penyokong terbesar produksi minyak dan gas bumi Indonesia yang telah beroperasi lebih dari 40 tahun.

Salah satu lapangan (*station*) utama dari blok ONML adalah Brev Flowstation yang terletak di *Central Area* lapangan ONML. Brev flowstation terdiri dari 6 (enam) *platform* yaitu BCS *platform*, BB Well *platform*, BPRO *platform*, BService *platform*, B1C *platform*, dan B2C *platform* yang kesemuanya terhubung dengan jembatan. Brev memiliki 19 NUI (*Normally Unmanned Installation* / Anjungan Tak Berpenghuni) yang aktif, dengan total 84 sumur, produksi rata-rata pada saat ini 8300 BOPD minyak dan 20 MMSCFD gas, telah beroperasi sejak tahun 1975, Brev menjadi salah satu *station* utama dalam produksi blok ONML. Dalam rangka menunjang produksi minyak dan gas bumi nasional, Brev sebagai salah satu *station* produksi utama dari blok ONML dan

merupakan *station* yang telah beroperasi lebih dari 40 tahun tentunya telah mengalami banyak penurunan produksi dan memerlukan usaha untuk peningkatan efisiensi proses operasi dalam mencapai produksi yang optimal.

Dalam operasinya, Brev *flowstation* memiliki 84 sumur minyak dan gas bumi yang memiliki karakteristik yang berbeda-beda, untuk me-*lifting* minyak dari sumur–sumur tersebut menggunakan *gas lift injection* dengan *pressure* dan *flow* tertentu sehingga minyak dapat terangkat dari sumur, untuk mendapatkan *pressure* dan *flow* tersebut melalui sistem kompresi menggunakan 2 *train kompresor*, yaitu 2 pasang kompresor yang disusun parallel seri, yang terdapat 2 *stage* sistem kompresi, *stage* (tahap) pertama menggunakan 2 kompresor yang bekerja secara parallel bersamaan dan *output (discharge)* dari *stage* pertama dilanjutkan secara seri ke kompresor *stage* (tahap) kedua untuk meningkatkan *pressure* nya agar lebih tinggi yang juga menggunakan 2 kompresor yang bekerja secara *parallel* bersamaan.

Ketika dalam kondisi tertentu, diantaranya ketika ada perubahan karakteristik dan produksi sumur, adanya pekerjaan *preventive maintenance* atau *trouble* (terjadi kerusakan) pada salah satu atau dua turbin kompresor sehingga akan berpengaruh pada jumlah produksi *pressure* dan *flow rate* dari *gas lift* yang di *inject* kan ke sumur dan kemampuan kompresor untuk menghisap *pressure* gas yang dihasilkan dari sumur, sehingga beberapa sumur harus dimatikan agar *supply gas lift* masih dapat memenuhi kebutuhan minimum sumur yang tersisa agar tetap dapat ter-*lifting* minyaknya. Selain permasalahan teknis tersebut, perubahan karakteristik dan produksi sumur-sumur dari Brev *flowstation* juga menuntut adanya efisiensi dan perubahan sistem operasi dari yang secara normal menggunakan 2 *train* kompresor untuk dapat dioperasikan menjadi 1,5 *train* kompresor atau 1 *train* kompresor, yang tentunya juga akan berpengaruh dengan pemilihan sumur yang akan dimatikan dan tetap diproduksi, dengan mempertimbangkan biaya operasional dari pengoperasian kompresor dengan jumlah produksi optimal dari masing-masing pilihan (2 *train*, 1,5 *train* atau 1 *train* kompresor) sistem operasi. Dalam operasi produksi minyak dan gas di Brev *flowstation* dan ONML, untuk sumur yang masih diaktifkan untuk produksi biasa disebut sebagai sumur *online*, dan sumur yang dimatikan biasa

disebut sebagai sumur *shut in* atau *shut down*, serta proses dilakukannya pengaktifan kembali sumur yang semula kondisi *shut in* biasa disebut sebagai kegiatan proses *back online* sumur.

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Imam Dermawan pada tahun 2009 mengenai implementasi metode *linear programming* untuk optimasi laju alir produk gas pada unit lapangan produksi gas alam di salah satu perusahaan gas di Indonesia sehingga dapat memenuhi spesifikasi produk yang diminta oleh konsumen gas yang dijual dari perusahaan tersebut. Serta penelitian yang telah dilakukan oleh Asreza pada tahun 2011 yang meneliti tentang optimasi alokasi BBM solar subsidi pada suatu wilayah distribusi dengan menggunakan metode *linear programming*, kedua penelitian tersebut membuktikan bahwa metode *linear programming* dapat digunakan sebagai *tool* untuk menentukan strategi optimasi dalam suatu proses agar diperoleh hasil yang paling optimal dengan keterbatasan sistem proses yang ada dan fungsi tujuan yang telah ditetapkan. Untuk itu dalam penelitian ini dicoba dilakukan optimasi sistem produksi sumur minyak dan gas pada lapangan Brev *flowstation* dengan menggunakan metode *linear programming* atau secara lebih khusus memakai metode *binary programming* dan diharapkan dapat menentukan sistem operasi produksi yang paling ekonomis, efektif, efisien dan optimal dengan pilihan menggunakan turbin kompresor 1 *train*, 1,5 *train* atau 2 *train*, yang mempertimbangkan biaya operasional dengan jumlah produksi optimal sumur dari masing-masing pilihan tersebut yang telah teroptimasi dengan menggunakan metode tersebut.

## **1.2 Permasalahan**

Dalam suatu fasilitas lapangan produksi minyak dan gas bumi yang telah beroperasi lebih dari 40 tahun dalam hal ini adalah lapangan fasilitas Brev *flowstation*, tentunya telah terjadi perubahan yang signifikan dari karakteristik dan jumlah produksi dari sumur-sumur dan proses yang ada dari desain awal yang telah dibuat, sehingga diperlukan penyesuaian dan efisiensi dari proses sehingga diperoleh operasi produksi yang paling ekonomis, efektif, efisien dan optimal.



Dari beberapa latarbelakang yang telah dipaparkan, maka dapat dirumuskan permasalahan–permasalahan sebagai berikut:

1. Bagaimana mengembangkan model *binary programming* untuk optimasi sumur dari masing-masing pilihan sistem operasi turbin kompresor 1 *train* dan 1,5 *train*.
2. Bagaimana menentukan kombinasi sumur *online* yang tetap dioperasikan dan dimatikan (*shut in*) agar produksi tetap optimal dari masing-masing pilihan sistem operasi turbin kompresor 1 *train* dan 1,5 *train*.
3. Manakah sistem operasi yang paling menguntungkan dari dari masing-masing pilihan sistem operasi turbin kompresor 1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train* dengan mempertimbangkan biaya operasional dengan jumlah produksi optimal sumur dari masing-masing sistem operasi turbin kompresor tersebut.

### 1.3 Tujuan Penelitian

Dengan menggunakan metode *binary programming* untuk optimasi sistem proses produksi minyak dan gas dari lapangan Brev *flowstation* blok ONML, penelitian ini mempunyai tujuan sebagai berikut:

1. Mengembangkan model *binary programming* untuk optimasi sumur dari masing-masing pilihan sistem operasi turbin kompresor 1 *train* dan 1,5 *train*.
2. Menentukan kombinasi sumur *online* yang tetap dioperasikan dan dimatikan (*shut in*) agar produksi tetap optimal dari masing-masing pilihan sistem operasi turbin kompresor 1 *train* dan 1,5 *train*.
3. Menentukan sistem operasi yang paling menguntungkan dari dari masing-masing pilihan sistem operasi turbin kompresor 1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train* dengan mempertimbangkan biaya operasional dengan jumlah produksi optimal sumur dari masing-masing sistem operasi turbin kompresor tersebut.

#### 1.4 Ruang Lingkup Penelitian

Lingkup kajian pada penelitian yang akan dilaksanakan ini, dibatasi dan diasumsikan oleh hal-hal sebagai berikut:

- Batasan:

1. Penelitian dilakukan di fasilitas produksi minyak dan gas Brev *flowstation* blok ONML.
2. Pengambilan data dilakukan dengan menggunakan data operasional 2015 sampai dengan akhir 2016.
3. Optimasi menggunakan metode *binary programming*.
4. Satuan yang dipakai untuk penilaian dari sistem optimasi adalah nilai keekonomisannya sehingga dipakai satuan mata uang USD.

- Asumsi:

1. Harga minyak dan gas dipakai per tanggal 29 Desember 2016.
2. Diasumsikan bahwa unit, *engine* dan seluruh penunjang proses produksi berjalan normal, tidak ada perubahan dan gangguan dalam proses produksi.
3. Jarak tempuh ke masing-masing sumur dianggap atau diasumsikan sama, sehingga tidak dimasukkan dalam pertimbangan parameter.
4. Biaya perawatan (*maintenance*) dari sumur dianggap atau diasumsikan tidak masuk dalam pertimbangan parameter karena biaya tersebut masuk dalam departemen *well service*, dalam penelitian ini lebih fokus melihat ke kemampuan dari proses sistem kompresi *gas lift* dalam operasi Brev dan biaya yang dibutuhkan oleh departemen *operation* lebih khusus ke operasional dari Brev *flowstation*.
5. Karena keterbatasan kewenangan sehingga hasil dari penelitian ini hanya bersifat sebagai usulan atau pertimbangan secara ilmiah untuk menentukan sistem operasi yang optimal dan tidak dapat dilakukan uji coba secara riil di lapangan karena keterbatasan kewenangan tersebut.
6. Karena keterbatasan data, faktor biaya untuk perbaikan dan operasional akan diperoleh dari wawancara dengan narasumber yang kompeten. Biaya material dan tenaga kerja akan ditentukan berdasarkan praktek

normal yang sering dilakukan untuk mengatasi permasalahan dan menjalankan operasional tersebut.

## **1.5 Manfaat Penelitian**

Bagi *internal* perusahaan, penelitian ini akan memberikan informasi dan rekomendasi untuk optimasi sistem produksi khususnya pada operasi produksi Brev *flowstation* dan dapat dijadikan referensi untuk melakukan analisa dan optimasi pada proses produksi yang sejenis.

Manfaat bagi perkembangan keilmuan adalah penerapan ilmu optimasi sistem yang bisa digunakan untuk meng-efisiensikan dan mengoptimalkan suatu proses produksi anjungan minyak dan gas lepas pantai yang menggunakan sistem *gas lift* untuk *me-lifting* produksinya dan dapat pula diimplementasikan untuk efisiensi dan optimasi proses pada perusahaan dan industri lainnya, sehingga dapat diperoleh sistem yang paling optimal, ekonomis dan efisien.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

### **Bab 1 Pendahuluan.**

Bab yang menjadi pengantar menjelaskan mengapa penelitian ini menarik untuk diteliti, apa yang diteliti dan untuk apa penelitian dilakukan. Pada bab ini diuraikan tentang latar belakang masalah, permasalahan, tujuan penelitian, ruang lingkup penelitian serta sistematika penulisan.

### **Bab 2 Kajian Pustaka.**

Bab ini berisi uraian tentang penelitian yang relevan dengan penelitian ini dan mengemukakan secara singkat deskripsi diagram alur proses produksi dari fasilitas anjungan Brev *flowstation* sebagai tempat studi kasus, serta landasan teori yang berhubungan dengan penelitian ini, seperti teori program linier dan *binary programming* untuk optimasi.

### **Bab 3 Metode Penelitian.**

Pada bab ini menjelaskan tahapan dalam penelitian, bagaimana penelitian ini dilakukan, berisi mengenai pengumpulan data, penentuan variabel, pengolahan dan analisa data.

### **Bab 4 Pengumpulan dan Pengolahan Data.**

Bab ini berisi tentang data beserta prosedur pengolahan data yang digunakan pada bab metodologi penelitian.

#### **Bab 5 Analisa Hasil dan Pembahasan.**

Bab ini berisi tentang penjelasan dari pengolahan data yang dilakukan dan menjelaskan hasil dari optimasi dan efisiensi operasi produksi minyak dan gas.

#### **Bab 6 Kesimpulan dan Saran.**

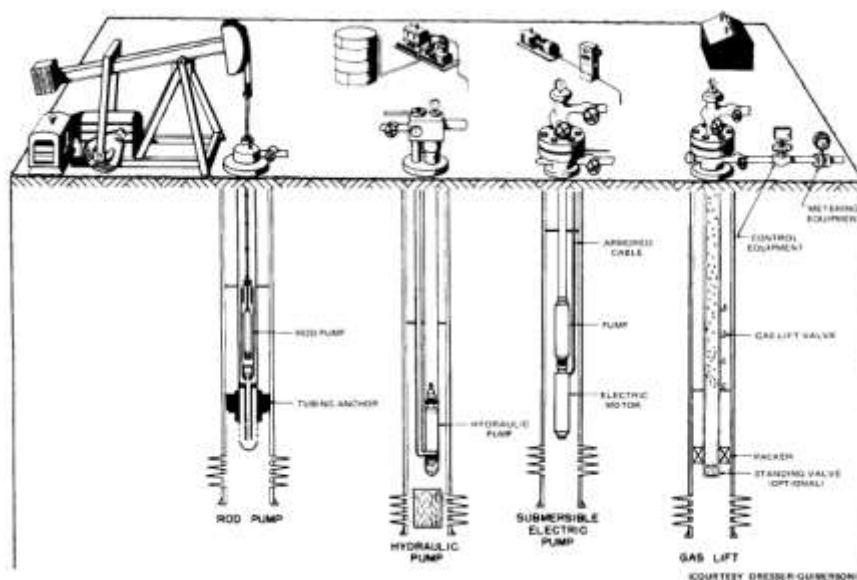
Merupakan bab terakhir dari penulisan tesis ini, yang berisi mengenai kesimpulan yang diperoleh dari hasil penelitian dan saran untuk perbaikan penelitian selanjutnya.

## BAB 2

### KAJIAN PUSTAKA

#### 2.1 Sumur Migas dan Proses *Lifting*nya

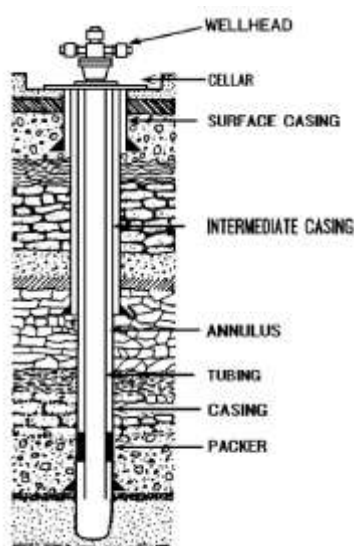
Sebagian besar sumur minyak ketika pertama kali diproduksi akan dapat mengalir secara alami karena tekanan yang cukup besar dari *reservoir* sehingga minyak dapat mengalir secara alami ke permukaan (*natural flowing well*). Tetapi seiring berjalannya waktu, tekanan tersebut akan terus berkurang dan minyak tidak dapat mengalir lagi secara alami sehingga dibutuhkan metode atau cara pengangkatan buatan agar minyak dapat dialirkan ke permukaan (*artificial lift*), seperti terlihat dalam ilustrasi Gambar 2.1 berikut,



Gambar 2.1 *Artificial Lift Systems* (Sumber: *Gas lift Design and Technology*, Schlumberger 1999)

Ketika proses pengeboran sumur telah selesai, pipa konduktor (penghubung) dan aksesoris di *install* dalam proses operasi penyelesaian sumur, secara detil komponen dasar dari suatu sumur seperti terlihat dalam Gambar 2.2, yang merupakan ilustrasi sederhana dari *cased hole single zone*. Bagian dalam dari sumur terdapat *casing string* yang dibagi dalam tiga *casing string* termasuk pada bagian *surface* dan *intermediate string*. Diantara *tubing* dan *casing* disebut

*annulus*, *packer* melindungi *annulus* dengan daerah produksi. *Casing* dibuatkan lubang yang berdekatan dengan zona produksi untuk memungkinkan masuknya gas dan minyak ke lubang sumur atau pipa *string*, ketika tekanan dari *reservoir* tidak cukup kuat untuk mengangkat minyak atau fluida ke permukaan maka peralatan tambahan harus dibuat untuk mengangkat minyak atau fluida tersebut atau bisa disebut dengan *artificial lift*. Terdapat empat tipe dasar dari *artificial lift*, yaitu: *sucker rod pumping*, *hydraulic pumping*, *centrifugal pumping* dan *gas lift*.

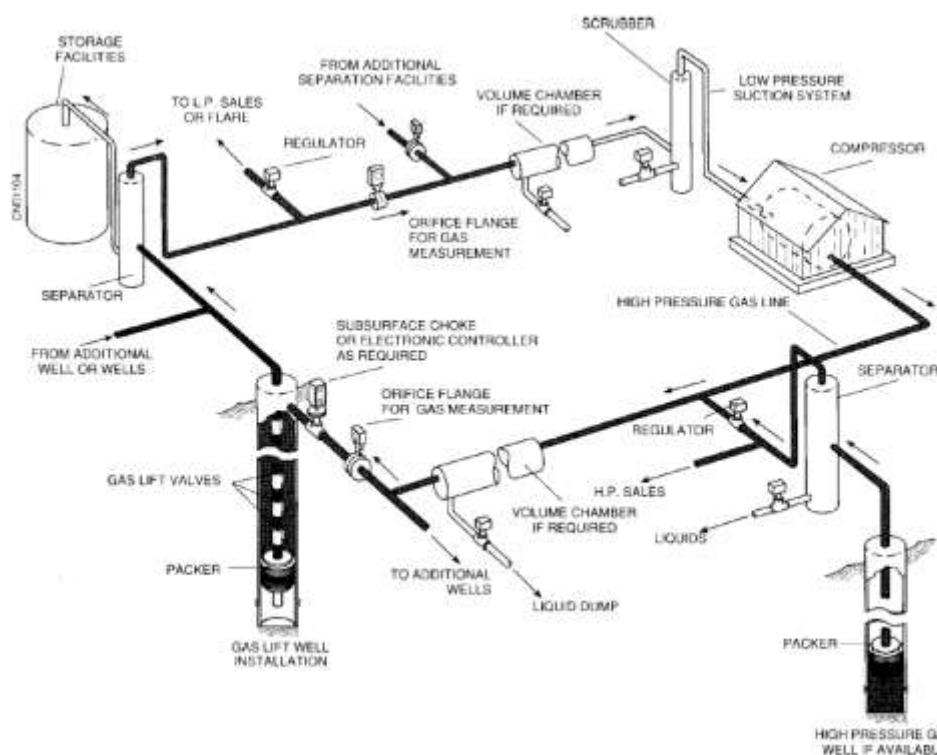


Gambar 2.2 *Completed Well* (Sumber: *Gas lift Design and Technology*, Schlumberger 1999)

Dalam penelitian ini, objek yang diteliti memakai *artificial lift* dengan menggunakan sistem *gas lift injection*, sehingga akan fokus dibahas mengenai sistem *lifting* dengan *gas lift injection*.

*Gas lift* adalah salah satu metode *artificial lift* yang memanfaatkan sumber gas eksternal tekanan tinggi untuk mensupply gas formasi untuk menambah tekanan lubang bawah dalam sumur (*reservoir/subsurface*) dan terjadi perbedaan tekanan yang cukup besar antara *surface* dan *subsurface* sumur sehingga dapat mengangkat fluida dengan baik. Pertimbangan utama dalam pemilihan sistem *gas lift* adalah ketersediaan dari gas dan biaya untuk kompresi gas tersebut.

*Gas lift* ini dapat diaplikasikan dengan syarat utama tersedianya gas bertekanan tinggi (salah satunya dari sumber sumur gas sendiri) dengan jumlah yang cukup besar untuk operasi menggunakan sistem ini, dan dibutuhkan pula penambahan installasi *gas compressor* untuk memperkuat tekanan dari gas yang akan diinjeksikan kedalam sumur dan akan berdampak pula dalam bertambahnya *cost* dari produksi. *Gas lift* menjadi pilihan pertama dalam pembuatan *artificial lift* ketika adanya ketersediaan *volume* gas bertekanan tinggi dalam lapangan operasi.



Gambar 2.3 *Basic Component and Sistem of Gas lift System* (Sumber: *Gas lift Design and Technology*, Schlumberger 1999)

Kebanyakan sistem *gas lift* dirancang untuk tersirkulasi kembali. Gas tekanan rendah dari *production separator* disalurkan ke *suction* dari kompresor dan dilakukan proses kompresi gas, gas bertekanan tinggi dari *discharge* kompresor diinjeksikan ke dalam sumur untuk mengangkat fluida dari sumur, sisa *gas lift* setelah pengangkatan dan gas yang didapat dari sumur akan dialirkan kembali ke *production separator* dan diteruskan ke *suction* dari kompresor untuk dilakukan kompresi dan diinjeksikan kembali sebagai *gas lift*

kembali. Kelebihan produksi gas dapat dijual, diinjeksikan kembali ke dalam formasi atau dibuang ke atmosfer. *loop* tertutup untuk gas sistem ini disebut sebagai *closed rotation system*.

Produk dari sumur berupa air, minyak dan gas. Masing-masing sumur mempunyai karakteristik produksi (jumlah air, minyak dan gas) dan kapasitas produksi maksimal (MWD : *Maximum Well Deliverability*) yang berbeda-beda. Untuk mengetahui kapasitas dan karakter produk dari masing-masing sumur harus dilakukan pengetesan sumur melalui tangki separator tes, dan khusus untuk mengetahui komposisi gas dari sumur, dilakukan pengambilan sampel dan pengetesan di laboratorium atau menggunakan alat ukur gas *chromatograph*.

Pengontrolan laju alir sumur dilakukan dengan cara mengontrol tekanan *reservoir* yang mengalir. Tekanan diatur oleh bukaan *choke valve* dan *gas lift* injeksi dari masing-masing sumur. Melalui pengetesan sumur didapatkan perbandingan kandungan gas terhadap minyak (GOR : *Gas to Oil Ratio*) dan perbandingan jumlah air terhadap total cairan atau Wc (*Water Cut*). Data-data tersebut dapat digunakan untuk menentukan laju alir *liquid* (minyak dan air) dari masing-masing sumur menggunakan data laju alir gas.

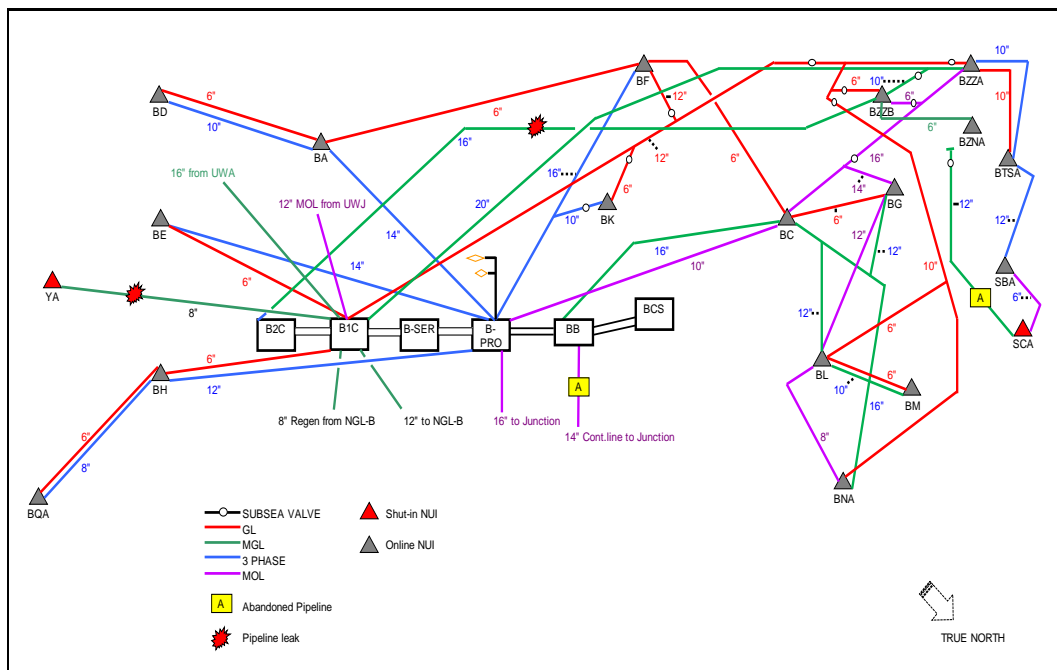
## **2.2 Brev Flowstation dan Sistem Kompresi Gas lift**

Brev F/S terletak di *Central Area* wilayah operasional blok ONML, dan memproduksi minyak dan gas dari lapangan Arjan. Brev F/S terdiri dari enam *platform*, yaitu BCS *platform*, BB *Well Platform*, Brev Proses *platform*, Brev Service *platform*, B1C *platform* dan B2C *platform* yang dihubungkan oleh jembatan. BCS digunakan sebagai tempat tinggal, BB *Well platform* memproduksi minyak dan gas dengan sistem injeksi *gas lift*, Brev *Platform* Proses (BPRO) digunakan untuk mengumpulkan minyak dan gas yang menghasilkan oleh NUI *platform* ( *Normally Unmanned Installation* / Anjungan *remote* tak berpenghuni ) dari *station* Brev dan minyak dari *station* Uniform, minyak akan langsung dikirimkan ke *station* NGL dan untuk gas akan ditransfer ke B1C dan B2C, Brev Service (BSER) *Platform* memproses dan mensuply air instrument sistem dan terdapat Auxiliary Generator untuk kejadian emergency, B1C *platform* merupakan *platform* untuk melakukan proses kompresi *sweet gas*



dari BPRO untuk digunakan sebagai *gas lift* yang diinjeksikan kedalam sumur-sumur minyak untuk *me-lifting* minyak tersebut, dan B2C *platform* merupakan *platform* untuk melakukan proses kompresi *sour gas* dari NUI, *regenerate gas* dari NGL dan gas dari *station* Uniform sebagai gas penjualan yang langsung dikirimkan ke perusahaan konsumen melalui pipa bawah laut.

Brev mengoperasikan 19 *platform* NUI yang terdiri dari 84 sumur. NUI BA, BD, BE, BF, BH, BK, BM, BQA, BTSA, SBA, SCA dioperasikan mode 3-fase dengan BTSA, SBA, dan sumur SCA memproduksi *sour gas*, dan NUI yang lain memproduksi *sweet gas*. NUI BC, BG, BL, BNA, BZZA, dan BZZB dioperasikan dalam mode 2-fase dengan minyak yang telah terpisah dikirim ke BPRO *platform* BPRO melalui NUI BC sebagai *platform junction*. *Sour gas* dari NUI BZZA dan BZZB ditransfer ke B2C melalui B1C karena jalur pipa yang langsung ke B2C mengalami kebocoran. *Sweet gas* dari BC, BG, BL, dan BNA ditransfer ke BPRO melalui *platform* BB untuk menghilangkan kondensat. NUI YA dan BZNA memproduksi gas saja. Tetapi kondisi saat ini NUI SCA dan YA berada dalam kondisi *shut-in* karena masalah pipa.



Gambar 2.4 BREV F/S and NUI Pipeline Configuration (Sumber : BREV-U-SOP-6037 Rev 1)

Jalur produksi 3-fase minyak mentah dari NUI dan jalur dari BB *Well* dikumpulkan di BPRO, dari *header* akan mengalir ke *production separator* DV 2/3/4. gas yang telah dipisahkan akan mengalir ke *suction scrubber* kompresor (03-V-1) di B1C dan minyak yang telah dipisahkan akan mengalir ke *atmospheric separator* DV-5. Selain teraliri oleh produksi minyak dari sumur-sumur di Brev, DV-5 juga teraliri minyak dari UWJ *platform* yang merupakan NUI milik stasiun Uniform. Minyak dari DV-5 mengalir ke pompa transmisi DP-1A / B / C dan kemudian dikirim ke stasiun Central Plant (NGL), sementara fase uap (gas) sisa yang terjadi di DV-5 dikirim ke LP KO *Drum* DV-8 yang akan diteruskan ke *flaring system*.

Tabel 2.1 *Operating Condition of Production & Atmospheric Separator BPRO*

No	Item	DV-2	DV-3	DV-4	DV-5
1	Flow Rate	40000 BFPD, 55 MMSCFD			**65000 BFPD
2	*Design Capacity	6320 BOPD, 13800 BWPB, 66 MMSCFD	13000 BOPD, 34000 BWPB, 29 MMSCFD	13000 BOPD, 34000 BWPB, 29 MMSCFD	37000 BOPD, 97000 BWPB, 17 MMSCFD
3	Ops Pressure	50 psig	50 psig	50 psig	5 psig
4	Ops Temperature	85°F	85°F	85°F	85°F
5	PSHL Setting	125/20 psig	125/20 psig	125/20 psig	20 psig
6	PSV Setting	140 psig	140 psig	140 psig	25 psig
7	*Retention time	1 minute	1 minute	1 minute	1 minute

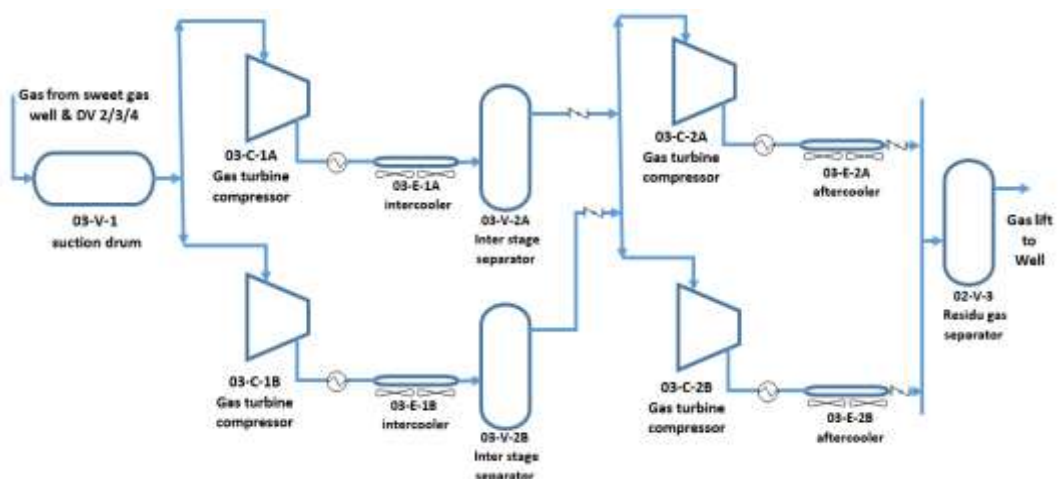
\* Refer to document BREV-O-SDY-0001.

\*\* Include liquid from UNIFORM F/S (15000 BFPD)

Sumber: *Brev Operating Envelope*, BREV-U-SOP-6037 Rev 1

Proses *lifting* minyak dari Brev menggunakan sistem *gas lift* injeksi yang didapatkan dari sumur-sumur gas Brev dan dikompres menggunakan gas turbin kompresor di *platform* B1C. sistem turbin kompresor Brev menggunakan dua sistem kompresi (dua *train*) yang berjalan secara paralel, *train* A adalah kompresor unit 03-C-1A dan 03-C-2A dan *train* B adalah kompresor unit 03-C-1B dan 03-C-2B. Masing-masing sistem memiliki dua tahap (*stage*) kompresi yang akan mengkompresi gas dari 45 psig ke 210 psig (pada *stage* pertama) dan

kemudian 210 psig ke 670 psig (pada *stage* kedua). *Gas feed* untuk kompresor ini berasal dari *suction drum* 03-V-1 yang menerima *sweet gas* (gas dengan kandungan CO<sub>2</sub> yang rendah) dari BPRO *production separator*. *Suction drum* ini akan memisahkan sisa kondensat dan mengirimkannya kembali ke *production separator* BPRO (DV 2/3/4). Gas dari *suction drum* tersebut akan dikompresi secara paralel oleh kompresor 03-C-1A dan 03-C-1B (sebagai sistem kompresi *stage* 1) dan keluaran gas dari *discharge* kompresor tersebut akan dialirkan ke sistem pendinginan *intercooler* 03-E-1A dan 03-E-1B yang dilanjutkan ke *scrubber* 03-V-2A dan 03-V-2B untuk memisahkan kondensat sebelum masuk kedalam tahap sistem kompresi *stage* ke dua. Sistem kompresi *stage* ke dua melalui kompresor 03-C-2A dan 03-C-2B secara paralel dan *output* dari sistem pendinginan *stage* kedua ini diteruskan ke *residu gas separator* 03-V-3 untuk memisahkan kondensat yang terbentuk selama proses pendinginan dan gas yang telah terpisah tersebut dilanjutkan untuk injeksi *gas lift* ke sumur-sumur produksi. Sisa *gas lift* setelah *lifting* produksi dan gas yang didapat dari sumur akan dialirkan kembali ke *production separator* dan diteruskan ke *suction* dari kompresor kembali untuk dilakukan kompresi dan diinjeksikan kembali sebagai *gas lift* kembali (*close rotation sistem*). Kelebihan produksi gas dikirimkan ke B2C untuk dilakukan kompresi menggunakan *gas turbin kompresor* dan didistribusikan ke konsumen untuk dijual.



Gambar 2.5 *Simplify Gas lift Compression System* - B1C Brev (Sumber : BREV-U-SOP-6037 Rev 1)

Tabel 2.2 *Operating Condition of 1<sup>st</sup> Stage Compresor 03-C-1A/B*

<b>No</b>	<b><i>Item</i></b>	<b><i>Value</i></b>
1	<i>Flow rate</i>	32 MMSCFD
2	<i>Compresor Capacity</i>	29.56 MMSCFD
3	<i>Suction Pressure</i>	45-50 psig
4	<i>Suction Temperature</i>	95 °F
5	<i>Discharge Pressure</i>	205 – 210 psig
6	<i>Discharge Temperature</i>	300 °F
7	<i>Current PT</i>	100%
8	<i>Current GP</i>	100%
9	PSHH	250 psig
10	TSHH	350°F

Sumber: *Brev Operating Envelope*, BREV-U-SOP-6037 Rev 1

Tabel 2.3 *Operating Condition of 2<sup>nd</sup> Stage Compresor 03-C-2A/B*

<b>No</b>	<b><i>Item</i></b>	<b><i>Value</i></b>
1	<i>Flow rate</i>	32 MMSCFD
2	<i>Compresor Capacity</i>	29.56 MMSCFD
3	<i>Suction Pressure</i>	200 psig
4	<i>Suction Temperature</i>	91 °F
5	<i>Discharge Pressure</i>	670 psig
6	<i>Discharge Temperature</i>	280 °F
7	<i>Current PT</i>	100%
8	<i>Current GP</i>	100%
9	PSHH	850 psig
10	TSHH	350°F

Sumber: *Brev Operating Envelope*, BREV-U-SOP-6037 Rev 1

Data pada Tabel 2.2 dan 2.3 merupakan kondisi ketika dua *train* sistem kompresor berjalan secara paralel. Ketika ada pekerjaan *maintenance* dan *emergency*, kompresor B1C bisa berjalan dengan satu setengah *train*, dengan *stage* 1 kompresor *running* 2 unit dan *stage* 2 *running* 1 unit atau sebaliknya. Dalam operasi produksi minyak dan gas di Brev *flowstation* dan ONML, untuk sumur yang masih diaktifkan untuk produksi biasa disebut sebagai sumur *online*, dan sumur yang dimatikan biasa disebut sebagai sumur *shut in* atau *shut down*, serta proses dilakukan pengaktifan kembali sumur yang semula kondisi *shut in* biasa disebut sebagai kegiatan proses *back online* sumur.

### 2.3 *Linear Programming*

*Linear programming* merupakan salah satu teknik riset operasi yang mampu menyelesaikan masalah optimasi sejak diperkenalkan di akhir dasawarsa 1940-an. *Linear programming* sudah berhasil menjabarkan berbagai situasi kehidupan nyata seperti di bidang militer, industri, pertanian, transportasi, ekonomi dan bahkan ilmu sosial. Selain itu, tersedianya program komputer yang sangat efisien untuk memecahkan masalah pemrograman linier merupakan faktor penting dalam tersebarnya penggunaan teknik ini. Teknik pemrograman linier memberikan analisa pasca-optimum dan analisis parametrik yang sistematis untuk memungkinkan pengambilan keputusan (Taha, 1996).

Permasalahan model program linier dapat memiliki pembatas-pembatas linier yang bertanda ( $\leq, =, \geq$ ) dan peubah-peubah keputusannya dapat merupakan peubah non-negatif, dapat pula peubah yang tak terbatas. Pemrograman dimulai dengan formulasi umum dari permasalahan yang ada dimana formulasi umum tersebut terdiri dari fungsi tujuan yang akan dicari solusi optimalnya baik itu dalam memaksimumkan maupun meminimumkan berdasarkan ketentuan yang tersedia yang dirumuskan dalam fungsi pembatas.

Komponen dalam melakukan pengembangan pemodelan pemrograman linier adalah :

- *Decision variables* (variabel keputusan) : simbol matematika yang merepresentasikan tingkat nilai dari suatu kegiatan yang dimodelkan. Merupakan aspek dalam model yang dapat dikendalikan. Nilai variabel keputusan merupakan alternatif yang mungkin dari fungsi linier.
- *Objective function* (fungsi tujuan) : hubungan matematis linear yang menggambarkan tujuan pemodelan, dalam hal ini adalah variabel keputusan, fungsi yang menggambarkan tujuan/sasaran dari dalam permasalahan pemodelan yang berkaitan dengan pengaturan secara optimal sumber daya-sumber daya untuk mencapai hasil yang optimal. fungsi ini dapat berupa pemaksimalan atau meminimalan.
- *Constraints* (fungsi pembatas) : persyaratan atau pembatasan yang ditentukan pada pemodelan atau sistem yang ada, merupakan bentuk penyajian secara matematis batasan-batasan kapasitas yang tersedia yang

akan dialokasikan secara optimal ke berbagai kegiatan. Fungsi pembatas dinyatakan dalam hubungan linear dari variabel keputusan

- *Parameters* : angka koefisien dan konstanta yang digunakan dalam fungsi tujuan dan kendala (pembatas).

Terdapat bentuk standar yang menjadi sifat pemrograman linier yaitu antara lain :

1. Semua pembatas linier membentuk persamaan dengan ruas kanan yang non-negatif
2. Semua peubah keputusan harus merupakan peubah non-negatif
3. Fungsi tujuan dapat berupa maksimasi atau minimasi

Berdasarkan ketentuan tersebut, beberapa cara yang dapat digunakan untuk mengubah bentuk permasalahan pemrograman linier dari bentuk asli ke dalam bentuk standart adalah :

1. Pembatasan linier (*Linear Constraint*)

- a) Pada pembatasan linier bertanda " $\leq$ " dapat dibentuk menjadi suatu persamaan " $=$ " dengan cara menambahkan ruas kiri dengan *Slack Variable* (Peubah Penambahan). *Slack Variable* digunakan untuk mewakili jumlah kelebihan ruas kanan pembatasan linier dibandingkan dengan ruas kirinya, sehingga dapat diartikan untuk mewakili jumlah sumber daya yang tidak dapat dipergunakan.

Misalnya dalam batasan :

$$X_1 + X_2 \leq 8 \quad (2.1)$$

Maka tambahkan *slack variable*  $S_1 \geq 0$  ke sisi kiri untuk memperoleh persamaan :

$$X_1 + X_2 + S_1 = 8, S_1 \geq 0 \quad (2.2)$$

- b) Pada pembatas linier bertanda " $\geq$ " dapat dibentuk menjadi suatu persamaan " $=$ " dengan cara mengurangi ruas kiri dari pembatas linier dengan *surplus variable* (peubah penambah negatif). Pada pembatas linear bertanda " $\geq$ ", ruas kanan umumnya mewakili

penetapan persyaratan minimum, sehingga *surplus variable* dapat diartikan untuk mewakili jumlah kelebihan ruas kiri pembatas linier dibandingkan persyaratan minimumnya.

Misalnya dalam batasan :

$$3X_1 + 2X_2 - 2X_3 \geq 6 \quad (2.3)$$

Karena sisi kanan pembatas linier lebih kecil dari pada sisi kirinya, maka dikurangkan dengan *surplus variable*  $S_2 \geq 0$  dari sisi kiri untuk memperoleh persamaan:

$$3X_1 + 2X_2 + 2X_3 - S_2 = 6, S_2 \geq 0 \quad (2.4)$$

- c) Ruas kanan dari suatu persamaan dapat dijadikan bilangan non-negatif dengan cara mengalikan kedua ruas dengan -1.
- d) Arah pertidaksamaan berubah jika kedua ruas dikalikan dengan -1.

## 2. Peubah Keputusan

Suatu peubah keputusan  $X_i$  yang tidak terbatas dalam tanda dapat dinyatakan sebagai dua peubah keputusan non-negatif dengan menggunakan substitusi :

$$X_i = X_i^1 + X_i^2 \quad (2.5)$$

Dengan  $X_i^1, X_i^2 \geq 0$ . Selanjutnya substitusi ini harus dilakukan pada seluruh pembatas linier dan fungsinya.

## 3. Fungsi Tujuan

Pemasalahan model pemrograman linier standar dapat berubah memaksimumkan  $f(x)$  atau meminimumkan  $f(x)$ . Model matematika pemrograman linier dapat ditulis dalam bentuk formulasi umum seperti contoh berikut :

Fungsi tujuan :

$$\text{Optimalkan } f(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_m \quad (2.6)$$

$$\text{Batasan } a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_m \leq b_n, \text{ atau}$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_m \geq b_n, \text{ atau}$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_m = b_n,$$

$$x_1, x_2, \dots, x_m \geq 0$$

dengan,

- $x_j$  = Variabel keputusan pemrograman linier
- $f(x)$  = Fungsi Tujuan
- $c_i$  = Koefisien fungsi tujuan
- $a_{ij}$  = Koefisien fungsi kendala
- $b_i$  = Nilai fungsi kendala
- Untuk nilai  $i = 1, 2, 3, \dots, n$
- Untuk nilai  $j = 1, 2, 3, \dots, m$

Berdasarkan formulasi umum pemrograman linier yang dijelaskan pada persamaan (2.6) diatas, terdapat dua kategori permasalahan yaitu masalah maksimasi dan minimasi. Masing-masing dijelaskan dalam persamaan (2.7) dan (2.8) pada formulasi sebagai berikut :

$$\text{Maksimasi} : f(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_m \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} \text{Batasan} : a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_m &\leq b_n \\ x_1, x_2, \dots, x_m &\geq 0 \end{aligned}$$

$$\text{Minimasi} : f(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_m \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} \text{Batasan} : a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_m &\geq b_n \\ x_1, x_2, \dots, x_m &\geq 0 \end{aligned}$$

Tahapan dalam mengembangkan pemodelan pemrograman linier adalah sebagai berikut :

1. Definisikan *decision variables* (variabel keputusan)
2. Rancang *objective function* (fungsi tujuan)
3. Formulasikan *constraints* (fungsi kendalan/pembatas)

Salah satu asumsi dalam pemrograman linier adalah *divisibility* atau *fractionality*. Dengan kata lain, setiap variabel model dapat terjadi pada semua nilai non negative, berupa suatu nilai yang kontinyu atau dapat berupa pecahan. Tetapi dalam situasi keputusan tertentu, asumsi tersebut tidak realistis dan tidak



dapat diterima, misalnya dibutuhkan 3,35 orang pekerja dalam suatu pekerjaan adalah tidak mempunyai nilai praktis dan tidak realistis. Untuk itu diperlukan suatu pemodelan linier yang mengharuskan sebuah nilai pembulatan untuk variabel modelnya atau dikenal dengan istilah *integer programming*. *Integer programming* adalah suatu *linear programming* dengan tambahan persyaratan bahwa semua atau beberapa variabel bernilai bulat non negatif. Pembagian jenis *integer programming* yaitu :

- *Total Integer linear programming* : semua variabel keputusan harus bernilai bilangan bulat
- *0-1 (Binary) Integer linear programming* : semua variabel keputusan harus bernilai bilangan bulat dengan batasan hanya nilai 0 dan 1, hanya memiliki pilihan diterima ( bernilai 1) atau ditolak ( bernilai 0).
- *Mixed Integer linear programming* : beberapa variabel keputusan (tidak semua) harus bernilai bilangan bulat, dan beberapa yang lain dapat berupa bilangan non bulat (pecahan).

## 2.4 Posisi Penelitian

Penelitian ini dilakukan tidak terlepas dari hasil penelitian-penelitian terdahulu yang pernah dilakukan sebagai bahan perbandingan dan kajian. Beberapa penelitian yang telah dilakukan sebelumnya mengenai topik riset optimasi sistem operasi.

Thiago Lima Silva, dkk (2015) dalam penelitiannya untuk mengoptimasikan proses distribusi *gas lift* untuk mengangkat minyak dari sumur dengan menggunakan metode *Mixed integer linear programming*. Dalam penelitiannya proses distribusi *gas lift* dari kompresor ke beberapa sumur dengan jarak yang berbeda-beda, dan dibutuhkannya keputusan untuk desain distribusi yang akan digunakan, apakah menggunakan *single line* langsung ke *header* atau menggunakan beberapa *routing* jalur *line* lain sebelum masuk ke *header* menggunakan *manifold*, dilakukan optimasi sehingga didapat kombinasi sistem jalur distribusi yang tepat sehingga produksi dapat berjalan dengan optimal.

H.W.L. Rodrigues, dkk (2016) melakukan penelitian dengan menggunakan metode *binary integer linear programming* untuk memutuskan

desain dalam *project* pengembangan lapangan sumur minyak baru, seperti menentukan titik lokasi dan kapasitas dari *platform* dan sumur minyak beserta titik interkoneksinya sehingga dapat meminimalisir biaya dalam investasi pengembangan lapangan tersebut.

Asreza (2011), dalam penelitiannya mengenai optimasi alokasi BBM solar subsidi dalam suatu wilayah distribusi, menggunakan *linear programming* untuk mengoptimalkan berapa jumlah alokasi BBM solar subsidi yang sesuai pada suatu wilayah distribusi disesuaikan dengan jumlah total konsumen pengguna, jumlah usaha kecil, jumlah usaha perikanan, jumlah transportasi, dan jumlah pelayanan umum di setiap wilayah tersebut.

Ardistya Wirawan (2016), mengoptimasi proses pembibitan dan panen untuk produksi sayur hidroponik dengan menggunakan metode pemodelan *linear programming* untuk melakukan optimasi dari segi pembibitan hingga panen dengan memperhatikan aspek aspek seperti permintaan sayur, biaya tetap, biaya variabel dan juga media tanam, yang data-data awal tersebut diperoleh dari forecasting dengan memperhatikan tren data permintaan produk sayur hidroponik.

Imam dermawan (2009), dengan menggunakan metode *linear programming* untuk melakukan optimasi produksi sumur gas dan menentukan keputusan kondisi proses, dengan melakukan optimasi laju alir produk dan didapatkan kombinasi laju alir gas dan kondisi proses untuk mendapatkan komposisi gas sesuai dengan permintaan spesifikasi produk penjualan dan hasil produksi yang optimal.

Dalam penelitian ini, dilakukan optimasi sistem operasi dengan menggunakan metode *binary programming* sehingga diperoleh analisa keputusan untuk menjalankan kombinasi sumur-sumur produksi, untuk mengetahui sumur yang harus diaktifkan dan harus dimatikan ketika terjadi perubahan-perubahan dalam proses kompresi *gas lift* untuk operasi *lifting* minyak di sumur-sumur tersebut, dan didapatkan pula keputusan sistem operasi yang paling ekonomis, menguntungkan dan optimal. Untuk posisi penelitian ini sendiri dapat dilihat pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Posisi Penelitian

No	Judul	Metode				Object						Tujuan		
		Linear Programming				Jalur Distribusi Gas Lift	Desain Lokasi Lapangan Operasi	Jumlah Alokasi BBM	Biaya / Modal Operasi	Bukaan Valve Proses	Kondisi Sumur Produksi	Min Cost	Maks Profit	Maks Supply
		Mix Integer	Integer	0-1 (Binary) Integer	Non Integer									
1	<i>Modeling of Flow Splitting for Production Optimization in Offshore Gas-Lifted Oil Fields: Simulation Validation and Applications (Thiago Lima Silva, dkk, 2015)</i>	V				V							V	
2	<i>Integrated optimization model for location and sizing of offshore platforms and location of oil Wells (H.W.L. Rodrigues, dkk, 2016)</i>			V			V					V		
3	Optimasi Alokasi BBM Solar Subsidi pada Suatu Wilayah Distribusi Menggunakan Program Linier (Asreza, 2011)				V			V						V
4	<i>Production and Mapping Optimization of Hydroponic Vegetables using Mix Integer Linear programming at PT.Pentario Liberia Persada Surabaya (Ardistya Wirawan, 2016)</i>	V							V			V		
5	Optimasi Produksi Sumur Gas dan Penentuan Kondisi Proses untuk Mendapatkan Keuntungan yang Maksimal (Imam dermawan, 2009)				V					V			V	
6	Optimasi Produksi Melalui Pemilihan Sumur Online dengan Metode Binary Programming pada Fasilitas Jaringan Sumur Minyak dan Gas (Musthofa Fahmi, 2017)			V							V		V	

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## BAB 3

### METODE PENELITIAN

Pada bab ini menjelaskan langkah dan metode penelitian yang dilakukan dan digunakan untuk menjawab permasalahan penelitian/studi untuk mencapai tujuan penelitian. Metodologi penelitian ini sebagai landasan proses penelitian berjalan lebih sistematis, terstruktur dan terarah. Metodologi penelitian merupakan tahapan-tahapan proses penelitian atau urutan langkah-langkah yang harus dilakukan oleh peneliti dalam melakukan penelitian. Langkah-langkah dalam penelitian ini secara umum terdiri dari pengumpulan data, pengolahan data, analisis dan interpretasi data, kesimpulan dan saran atau rekomendasi.

#### 3.1 Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan dan pengolahan data ini dilakukan untuk memperoleh bahan penelitian sesuai dengan tujuan penelitian yang telah ditetapkan.

Data-data yang dibutuhkan dalam penelitian ini diperoleh dari data operasional perusahaan dan hasil wawancara terhadap data perhitungan dari ahli perusahaan yang bertugas untuk hal tersebut dan hasil data akan dipergunakan sebagai bahan data mentah untuk diolah dalam pengembangan model *binary programming* dan analisa keputusan. Pengumpulan data dilakukan di Brev *flowstation* salah satu lapangan fasilitas produksi minyak dan gas di blok ONML.

Pada penelitian ini pengumpulan data salah satunya diambil dari beberapa dokumen seperti *daily report*, *lesson learn document*, *event log*, *handover document*, *running sheets*, *data sheets*, *manual book*, *Standard Operating Procedure* (SOP). Ketika terjadi suatu anomali proses atau kondisi yang tidak ideal seperti terpaksa harus *running* satu setengah *train* sistem kompresor *gas lift* secara rinci tertulis pada *daily report* dan *running sheets*, sehingga laporan ini dijadikan sebagai informasi utama untuk melakukan penelitian. *Lesson learn document* berisi tentang rincian kronologi dan solusi

dari suatu kejadian, *running sheets* berisi informasi parameter yang dihasilkan dari waktu ke waktu beserta data-data operasi komponen. *Handover document* adalah catatan harian dan enam harian dari operator atas kejadian yang terjadi selama periode waktu tertentu. *Data sheets*, *Manual book* dan *Standard Operational Procedure* dapat membantu dalam analisa menentukan desain penelitian. Data-data tersebut semuanya saling mendukung dan melengkapi, sehingga akan memberikan informasi yang akurat akan data proses operasi yang ada.

### 3.2 Pengembangan Model

Penyelesaian untuk penelitian ini dilakukan dengan mengembangkan model matematis umum dari *linear programming* atau secara lebih khusus pengembangan model matematis dari *binary programming* yang disesuaikan dengan tujuan penelitian serta batasan-batasan masalah yang ada di perusahaan. Data-data yang telah diperoleh dari pengumpulan data dan dipergunakan dalam pengembangan model dan analisa keputusan antara lain data produksi *gas lift* masing-masing sistem operasi kompresor, data konsumsi *gas lift* dan produksi masing-masing sumur, dan data kemampuan masing-masing sistem kompresor. Melalui data-data tersebut akan didapatkan fungsi tujuan dan fungsi pembatas dari model *binary programming*, dalam penelitian ini akan dilakukan pengembangan model untuk tiga sistem operasi kompresor satu *train* dan satu setengah *train* yang memiliki batasan kondisi operasi (fungsi pembatas) yang berbeda-beda tetapi dengan index, variabel keputusan dan fungsi tujuan yang sama.

#### 3.2.1 Pengembangan Model Sistem Operasi 1 *Train*

Adapun pengembangan model *binary integer programming* untuk sistem operasi turbin kompresor 1 *train* adalah sebagai berikut:

##### A. Index

Index adalah definisi penamaan yang akan digunakan pada variabel keputusan, adapun index yang akan digunakan adalah sebagai berikut:

$n$  = sumur produksi.

sumur produksi berjumlah 84, maka  $n = 1, 2, 3, \dots, 84$ .

#### B. Parameter

Parameter adalah angka koefisien dan konstanta yang digunakan dalam fungsi tujuan dan kendala (pembatas).

$F$  = harga minyak per *barrel* dalam USD

$S_n$  = jumlah produksi *liquid* (BFPD) sumur ke  $n$

$R_n$  = nilai *watercut* (dalam persen) sumur ke  $n$

$E$  = harga gas per MMBTU dalam USD

$V_n$  = total gas dalam satuan MSCFD sumur ke  $n$

$Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCFD sumur ke  $n$

$G$  = Jumlah produksi *gas lift* (MSCFD) dari sistem operasi 1 *train* kompresor

$J$  = Jumlah kemampuan maksimum *feed gas suction* kompresor (MSCFD) dari sistem operasi 1 *train* kompresor

#### C. Variabel Keputusan

Variabel keputusan adalah variabel yang menguraikan secara lengkap keputusan-keputusan yang akan dibuat. Adapun variabel keputusan dalam penelitian ini adalah sebaga berikut:

$X_1$  = sumur ke 1

$X_2$  = sumur ke 2

$X_3$  = sumur ke 3

.

.

$X_{84}$  = sumur ke 84

$$X_n \begin{cases} 1 = \text{sumur diaktifkan} \\ 0 = \text{sumur dimatikan} \end{cases} \quad (3.1)$$

dengan:

$X_n$  = Sumur ke  $n$

$n = 1, 2, 3, \dots, 84$ .

$X_n$  bernilai 1 apabila syarat dan batasan dari sistem operasi terpenuhi. Sehingga ketika  $X_n$  bernilai 1 maka sumur ke  $n$  tersebut diaktifkan dan sebaliknya ketika  $X_n$  bernilai 0 maka sumur ke  $n$  tersebut dimatikan.

#### D. Perumusan Fungsi Tujuan

Fungsi Tujuan dari penelitian ini adalah memaksimalkan keuntungan yang ada dengan mengoptimalkan sistem operasi. Adapun formulasi fungsi tujuannya secara sederhana untuk sistem operasi turbin kompresor 1 *train* adalah sebagai berikut:

$$Max Z = \sum_{n=1}^{84} (A_n \times X_n) \quad (3.2)$$

dengan:

$$A_n = C_n + T_n \quad (3.3)$$

$$C_n = Q_n \times F \quad (3.4)$$

$$Q_n = S_n - (S_n \times R_n) \quad (3.5)$$

$$T_n = L_n - M_n \quad (3.6)$$

$$L_n = B_n \times E \quad (3.7)$$

$$M_n = O_n \times E \quad (3.8)$$

$$B_n = \frac{V_n \times Cf}{1000} \quad (3.9)$$

$$O_n = \frac{Y_n \times Cf}{1000} \quad (3.10)$$

$A_n$  = total keuntungan produksi per hari (USD) sumur ke  $n$

$C_n$  = produksi minyak per hari (USD) sumur ke  $n$

$T_n$  = produksi gas per hari (USD) sumur ke  $n$

$Q_n$  = jumlah produksi minyak per hari (BOPD) sumur ke  $n$

$F$  = harga minyak per *barrel* dalam USD

$S_n$  = jumlah produksi *liquid* (BFPD) sumur ke  $n$

$R_n$  = nilai *watercut* (dalam persen) sumur ke  $n$

$L_n$  = total gas dalam satuan USD sumur ke  $n$

$M_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan USD sumur ke  $n$



$B_n$	= total gas dalam satuan MMBTU sumur ke n
$E$	= harga gas per MMBTU dalam USD
$O_n$	= total konsumsi <i>gas lift</i> dalam satuan MMBTU sumur ke n
$V_n$	= total gas dalam satuan MSCFD sumur ke n
$Y_n$	= total konsumsi <i>gas lift</i> dalam satuan MSCFD sumur ke n
$Cf$	= <i>conversion factor</i> untuk mengkonversi satuan MSCF ke satuan MBTU
$P_n$	= jumlah produksi gas (MSCFD) sumur ke n
$X_n$	= kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

Sehingga didapatkan fungsi tujuan pemodelan sebagai berikut :

$$Max Z = \sum_{n=1}^{84} \left( \left( (S_n - (S_n \times R_n) \times F) + \left( \frac{V_n \times Cf}{1000} \times E \right) - \left( \frac{Y_n \times Cf}{1000} \times E \right) \right) \times X_n \right) \quad (3.11)$$

#### E. Perumusan Fungsi Kendala

Kendala merupakan pembatas yang harus diperhatikan dalam penelitian ini, artinya untuk mencapai tujuan terdapat beberapa batasan-batasan yang tidak bisa dilanggar.

##### 1. Kendala produksi *gas lift*

Dalam masing-masing kondisi operasi, 1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train* sistem kompresor memproduksi jumlah *gas lift* yang berbeda-beda. *Gas lift* tersebut digunakan untuk *melifting* minyak dari setiap sumur dan setiap sumur memiliki kebutuhan *gas lift* yang berbeda-beda, ketika ada perubahan *supply* produksi *gas lift* karena perubahan jumlah *train* kompresor, maka jumlah kebutuhan total dari *gas lift* harus tidak boleh melebihi total produksi *gas lift* dari kompresor sehingga beberapa sumur harus dimatikan agar produksi tetap berjalan dengan optimal.

Persamaan fungsi pembatas kendala produksi gas *lift* untuk sistem operasi 1 *train* kompresor :

$$\sum_{n=1}^{84} (Y_n \times X_n) \leq G \quad (3.12)$$

dengan:

$Y_n$  = jumlah kebutuhan gas *lift* (MSCFD) sumur ke-n

$G$  = jumlah produksi gas *lift* (MSCFD) dari sistem operasi 1 *train* kompresor

$X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

## 2. Kendala *pressure suction* kompresor

Ketika ada perubahan sistem operasi dari 1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train* sistem kompresor, masing-masing memiliki kemampuan yang berbeda untuk menghisap *feed gas* dari *supply* gas sumur-sumur, ketika *supply* gas dari sumur berlebih dan terjadi *high pressure suction backpressure* ke sumur-sumur dan mengakibatkan pressure di lapisan surface sumur menjadi tinggi (*differential pressure* antara *subsurface* dan *surface* sumur mengecil) sehingga aliran laju produksi terhambat dan terjadi proses *upset*. Oleh karena itu *supply* gas dari sumur-sumur harus tidak boleh melebihi kemampuan masing-masing sistem operasi sehingga beberapa sumur harus dimatikan agar produksi tetap bisa optimal.

Persamaan fungsi pembatas kendala kemampuan *suction* kompresor untuk sistem operasi 1 *train* kompresor:

$$\sum_{n=1}^{84} (P_n \times X_n) \leq J \quad (3.13)$$

$$P_n = V_n - Y_n \quad (3.14)$$

sehingga :

$$\sum_{n=1}^{84} ((V_n - Y_n) \times X_n) \leq J \quad (3.15)$$

dengan:

$P_n$  = jumlah produksi gas per hari (MSCFD) ke- $n$

$J$  = jumlah kemampuan maksimum *feed gas suction* kompresor (MSCFD) dari sistem operasi 1 *train* kompresor

$X_n$  = kondisi sumur ke- $n$  (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

### 3.2.2 Pengembangan Model Sistem Operasi 1,5 *Train*

Adapun pengembangan model *binary integer programming* untuk sistem operasi turbin kompresor 1,5 *train* adalah sebagai berikut:

#### A. Index

Index adalah definisi penamaan yang akan digunakan pada variabel keputusan, adapun index yang akan digunakan adalah sebagai berikut:

$n$  = sumur produksi.

sumur produksi berjumlah 84, maka  $n = 1, 2, 3, \dots, 84$ .

#### B. Parameter

Parameter adalah angka koefisien dan konstanta yang digunakan dalam fungsi tujuan dan kendala (pembatas).

$F$  = harga minyak per *barrel* dalam USD

$S_n$  = jumlah produksi *liquid* (BFPD) sumur ke  $n$

$R_n$  = nilai *watercut* (dalam persen) sumur ke  $n$

$E$  = harga gas per MMBTU dalam USD

$V_n$  = total gas dalam satuan MSCFD sumur ke  $n$

$Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCFD sumur ke  $n$

$H$  = Jumlah produksi gas *lift* (MSCFD) dari sistem operasi 1,5 *train* kompresor

$K$  = Jumlah kemampuan maksimum *feed gas suction* kompresor (MSCFD) dari sistem operasi 1,5 *train* kompresor

#### C. Variabel Keputusan

Variabel keputusan adalah variabel yang menguraikan secara lengkap keputusan-keputusan yang akan dibuat. Adapun variabel keputusan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

$X_1$  = sumur ke-1

$X_2$  = sumur ke-2

$X_3$  = sumur ke-3

.

.

$X_{84}$  = sumur ke-84

$$X_n \begin{cases} 1 = \text{sumur diaktifkan} \\ 0 = \text{sumur dimatikan} \end{cases} \quad (3.16)$$

dengan:

$X_n$  = Sumur ke- $n$

$n = 1, 2, 3, \dots, 84$ .

$X_n$  bernilai 1 apabila syarat dan batasan dari sistem operasi terpenuhi. Sehingga ketika  $X_n$  bernilai 1 maka sumur ke  $n$  tersebut diaktifkan dan sebaliknya ketika  $X_n$  bernilai 0 maka sumur ke  $n$  tersebut dimatikan.

#### D. Perumusan Fungsi Tujuan

Fungsi Tujuan dari penelitian ini adalah memaksimalkan keuntungan yang ada dengan mengoptimalkan sistem operasi. Adapun formulasi fungsi tujuannya secara sederhana untuk sistem operasi turbin kompresor 1,5 train adalah sebagai berikut:

$$\text{Max } Z = \sum_{n=1}^{84} (A_n \times X_n) \quad (3.17)$$

dengan:

$$A_n = C_n + T_n \quad (3.18)$$

$$C_n = Q_n \times F \quad (3.19)$$

$$Q_n = S_n - (S_n \times R_n) \quad (3.20)$$

$$T_n = L_n - M_n \quad (3.21)$$

$$L_n = B_n \times E \quad (3.22)$$

$$M_n = O_n \times E \quad (3.23)$$

$$B_n = \frac{V_n \times Cf}{1000} \quad (3.24)$$

$$O_n = \frac{Y_n \times Cf}{1000} \quad (3.25)$$

- $A_n$  = total keuntungan produksi per hari (USD) sumur ke n  
 $C_n$  = produksi minyak per hari (USD) sumur ke n  
 $T_n$  = produksi gas per hari (USD) sumur ke n  
 $Q_n$  = jumlah produksi minyak per hari (BOPD) sumur ke n  
 $F$  = harga minyak per *barrel* dalam USD  
 $S_n$  = jumlah produksi *liquid* (BFPD) sumur ke n  
 $R_n$  = nilai *watercut* (dalam persen) sumur ke n  
 $L_n$  = total gas dalam satuan USD sumur ke n  
 $M_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan USD sumur ke n  
 $B_n$  = total gas dalam satuan MMBTU sumur ke n  
 $E$  = harga gas per MMBTU dalam USD  
 $O_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MMBTU sumur ke n  
 $V_n$  = total gas dalam satuan MSCFD sumur ke n  
 $Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCFD sumur ke n  
 $Cf$  = *conversion factor* untuk mengkonversi satuan MSCF ke satuan MBTU  
 $P_n$  = jumlah produksi gas (MSCFD) sumur ke n  
 $X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

Sehingga didapatkan fungsi tujuan pemodelan sebagai berikut :

$$Max Z = \sum_{n=1}^{84} \left( \left( (S_n - (S_n \times R_n) \times F) + \left( \frac{V_n \times Cf}{1000} \times E \right) - \left( \frac{Y_n \times Cf}{1000} \times E \right) \right) \times X_n \right) \quad (3.26)$$

#### E. Perumusan Fungsi Kendala

Kendala merupakan pembatas yang harus diperhatikan dalam penelitian ini, artinya untuk mencapai tujuan terdapat beberapa batasan-batasan yang tidak bisa dilanggar.

##### 1. Kendala produksi *gas lift*

Dalam masing-masing kondisi operasi, 1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train* sistem kompresor memproduksi jumlah *gas lift* yang berbeda-beda. *Gas lift* tersebut digunakan untuk *melifting* minyak dari setiap sumur dan setiap sumur memiliki kebutuhan *gas lift* yang berbeda-beda, ketika ada perubahan *supply* produksi *gas lift* karena perubahan jumlah *train* kompresor, maka jumlah kebutuhan total dari *gas lift* harus tidak boleh melebihi total produksi *gas lift* dari kompresor sehingga beberapa sumur harus dimatikan agar produksi tetap berjalan dengan optimal.

Persamaan fungsi pembatas kendala produksi *gas lift* untuk sistem operasi 1,5 *train* kompresor :

$$\sum_{n=1}^{84} (Y_n \times X_n) \leq H \quad (3.27)$$

dengan:

$Y_n$  = jumlah kebutuhan *gas lift* (MSCFD) sumur ke-n

$H$  = Jumlah produksi *gas lift* (MSCFD) dari sistem operasi 1,5 *train* kompresor

$X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

##### 2. Kendala *pressure suction* kompresor

Ketika ada perubahan sistem operasi dari 1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train* sistem kompresor, masing-masing memiliki kemampuan yang berbeda untuk menghisap *feed gas* dari *supply* gas sumur-sumur, ketika *supply* gas dari sumur berlebih dan terjadi *high pressure suction backpressure* ke sumur-sumur dan mengakibatkan *pressure* di lapisan surface sumur menjadi tinggi (*differential pressure* antara

*subsurface* dan *surface* sumur mengecil) sehingga aliran laju produksi terhambat dan terjadi proses *upset*. Oleh karena itu *supply* gas dari sumur-sumur harus tidak boleh melebihi kemampuan masing-masing sistem operasi sehingga beberapa sumur harus dimatikan agar produksi tetap bisa optimal.

Persamaan fungsi pembatas kendala kemampuan *suction* kompresor untuk sistem operasi 1,5 *train* kompresor:

$$\sum_{n=1}^{84} (P_n \times X_n) \leq K \quad (3.28)$$

$$P_n = V_n - Y_n \quad (3.29)$$

sehingga :

$$\sum_{n=1}^{84} ((V_n - Y_n) \times X_n) \leq K \quad (3.30)$$

dengan:

$P_n$  = jumlah produksi gas per hari (MSCFD) sumur ke-n

$K$  = Jumlah kemampuan maksimum *feed gas suction* kompresor (MSCFD) dari sistem operasi 1,5 *train* kompresor

$X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

### 3.3 Pengolahan Data dan Optimasi

Data-data yang didapat dari hasil pengumpulan data dan dilakukan pemodelan system model linier atau lebih khusus model *binary programming* dengan fungsi tujuan dan fungsi pembatasnya, selanjutnya diolah dengan bantuan suatu program. Pengolahan data untuk optimasi sistem produksi menggunakan *binary programming* dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak Lingo 16.0. Setelah fungsi tujuan dan fungsi kendala dibuat, langkah berikutnya adalah memasukkan formulasi matematis tersebut kedalam program agar didapatkan solusi optimum dari masing-masing sistem operasi kompresor. Dilakukan proses *looping* program untuk mencari kombinasi sistem proses yang paling optimal dan jika masih belum didapatkan hasil optimal akan dimulai

kembali ke proses tahapan pengembangan model, begitu seterusnya hingga didapatkan hasil yang paling optimal.

### **3.4 Validasi Data dan Pemodelan**

Output optimal hasil pemodelan dan pengolahan data dari pemodelan yang telah dikembangkan dilakukan proses validasi pemodelan dengan membandingkannya dengan kondisi kenyataan yang ada, melalui perbandingan dengan keputusan yang sudah ada dan perbandingan dengan kondisi sistem dan operasi yang ada. Ketika hasil output dari model tersebut tidak sesuai dengan kondisi kenyataan dan tidak dapat diaplikasikan maka akan dilakukan kembali proses pengembangan pemodelan ulang sampai mendapatkan pemodelan yang paling valid dan dapat diimplementasikan.

### **3.5 Analisa Hasil dan Sensitivitas**

Hasil yang didapat dari perangkat lunak Lingo 16.0 berupa angka-angka yang dapat dianalisa dan diterjemahkan kedalam bentuk yang lebih mudah dimengerti sesuai dengan kode-kode yang telah ditetapkan sebelumnya. *Output* dari Lingo 16.0 berupa kondisi optimal operasi dengan penentuan sumur yang aktif dan harus dimatikan, ketika ada perubahan kondisi sistem operasi kompresor dengan perubahan parameter batasan-batasan yang ada. Selain itu dilakukan juga analisa sensitivitas untuk mengetahui seberapa besar pengaruh perubahan parameter terhadap solusi optimal.

### **3.6 Analisa Hasil Optimasi Sistem Operasi**

Tahap ini merupakan tahapan terakhir dari seluruh proses penelitian yang sudah dilakukan. Pada tahap ini akan dianalisis hasil dari output Lingo 16.0 sehingga dapat ditarik beberapa kesimpulan dengan hasil optimum sesuai dengan tujuan awal dari penelitian ini.

Setelah seluruh data optimal produksi didapatkan, dilakukan analisa perbandingan antara total produksi optimal masing-masing sistem operasi kompresor dengan biaya operasional dari kompresor itu sendiri sehingga didapatkan sistem operasi yang paling menguntungkan.

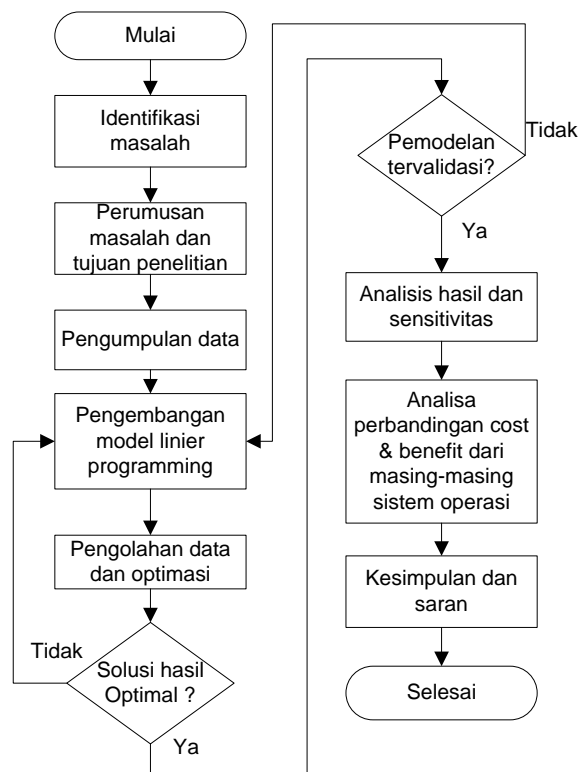


### 3.7 Kesimpulan dan Saran

Dari proses analisis hasil yang sudah didapat bisa ditarik suatu kesimpulan berupa sumur-sumur yang harus dimatikan dan sumur-sumur yang tetap diaktifkan dalam masing-masing sistem operasi turbin kompresor *gas lift* sehingga bisa didapatkan produksi yang paling optimal, dan didapatkan pula kesimpulan sistem operasi turbin kompresor yang paling menguntungkan setelah didapatkan produksi optimal dan dibandingkan dengan biaya operasional turbin kompresor. Adapun kesimpulan dan saran dari penelitian ini dapat menjadi referensi strategi operasi Brev *Flowstation* dalam menentukan keputusan operasi produksinya.

### 3.8 Tahapan Penelitian

Tahapan yang direncanakan dalam penelitian ini dibagi menjadi beberapa bagian, yaitu:



Gambar 3.1 Diagram Alir Metode Penelitian

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## **BAB 4**

### **PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA**

Pada bagian pengumpulan dan pengolahan data ini akan dijabarkan mengenai data-data dan analisa data yang digunakan untuk melakukan penelitian dan sebagai acuan data untuk melakukan analisa keputusan dalam model yang telah dikembangkan.

#### **4.1 Pengumpulan Data**

##### **4.1.1 Data Kemampuan Kompresor**

Data kemampuan kompresor adalah data dari masing-masing sistem kompresor (1 *train*, 1,5 *train* dan 2 *train*) yang terdiri dari kemampuan hisap suction compressor dan kemampuan compressor dalam melakukan kompresi gas untuk menghasilkan gas lift untuk kebutuhan produksi dalam me-*lifting* minyak dari sumur seperti terlihat dalam Tabel 4.1.

Dalam sistem operasi Brev *flowstation* untuk me-*lifting* minyak dari sumur–sumur minyak menggunakan *gas lift injection* dengan *pressure* dan *flow* tertentu sehingga minyak dapat terangkat dari sumur, untuk mendapatkan *pressure* dan *flow* tersebut melalui sistem kompresi menggunakan 2 *train* kompresor, yaitu 2 pasang kompresor yang disusun parallel seri, yang terdapat 2 *stage* sistem kompresi, *stage* (tahap) pertama menggunakan 2 kompresor yang bekerja secara parallel bersamaan dan *output (discharge)* dari *stage* pertama dilanjutkan secara seri ke kompresor *stage* (tahap) kedua untuk meningkatkan *pressure* nya agar lebih tinggi yang juga menggunakan 2 kompresor yang bekerja secara *parallel* bersamaan.

*Train* kompresor adalah satu sistem kompresi yang terdiri dari dua tahap kompresi, tahap *low pressure (1<sup>st</sup> stage)* dan *high pressure (2<sup>nd</sup> stage)*; sistem operasi 1 *train* kompresor adalah kondisi ketika *1<sup>st</sup> stage* terdiri dari 1 unit kompresor dan *2<sup>nd</sup> stage* terdiri dari 1 unit kompresor; sistem operasi 1,5 *train* kompresor adalah kondisi ketika *1<sup>st</sup> stage* terdiri dari 2 unit kompresor yang bekerja paralel dan *2<sup>nd</sup> stage* terdiri dari 1 unit kompresor; sistem operasi 2 *train*

kompresor adalah kondisi ketika  $1^{st}$  stage terdiri dari 2 unit kompresor yang bekerja paralel dan  $2^{nd}$  stage terdiri dari 2 unit kompresor yang bekerja paralel.

Tabel 4.1 Data Kemampuan Kompresor

<i>Compressor</i>		<i>1 train</i>	<i>1,5 train</i>	<i>2 train</i>
<i>GP Speed (%)</i>	<i>1<sup>st</sup> stage</i>	93.23	92.98	93.12
	<i>2<sup>nd</sup> stage</i>	96.57	98.84	92.63
<i>PT Speed (%)</i>	<i>1<sup>st</sup> stage</i>	71.26	70.17	69.99
	<i>2<sup>nd</sup> stage</i>	93.14	92.78	86.46
<i>Suction (psi)</i>	<i>1<sup>st</sup> stage</i>	44	41.94	42.74
	<i>2<sup>nd</sup> stage</i>	208.7	201.2	195.5
<i>Discharge (psi)</i>	<i>1<sup>st</sup> stage</i>	214.18	208.4	202.78
	<i>2<sup>nd</sup> stage</i>	668.5	671.8	674.3
<i>Flow (mscfd)</i>	<i>1<sup>st</sup> stage</i>	25.8	31.9	33
	<i>2<sup>nd</sup> stage</i>	68.7	52.6	25.6
<b><i>Gas Lift Press (Psig)</i></b>		665	666	668
<b><i>Gas Lift Flow (mscfd)</i></b>		26000	31000	34000
<b><i>Max Suction (mscfd)</i></b>		44000	53500	59000
<b><i>Max Prod well (mscfd)</i></b>		18000	22500	25000

Sumber : *Operation document & report Brev Flowstation*

Melalui data dalam Tabel 4.1 dapat diketahui jumlah nilai kemampuan dari masing-masing sistem kompresor yang akan digunakan sebagai fungsi pembatas dalam analisa keputusan menggunakan model *binary programming* untuk menentukan kombinasi sumur-sumur online yang menghasilkan produksi dan keuntungan yang paling optimal dari masing-masing sistem kompresor.

#### 4.1.2 Data Sumur Brev

Data sumur Brev terdiri dari jumlah produksi minyak perhari, jumlah produksi gas perhari, jumlah konsumsi *gas lift* perhari. Data dari setiap sumur dapat dilihat dalam Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi *Gas Lift* Sumur Brev

No	Well	Oil (bopd)	Water (bwpd)	Fluid (bfpd)	Water Cut (%)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mcf/d)	Form. GOR	Total GLR	WHP (psi)	WHT (F)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
1	BA-6S	85	71	156	46%	427	336	91	1,073	2,734	100	110	114.08	4,598.50	627.43	5,225.93
2	BA-7L	89	219	308	71%	423	339	85	955	1,375	100	110	106.56	4,814.90	586.06	5,400.96
3	BA-7S	44	68	112	61%	814	651	163	3,725	7,272	90	100	204.34	2,380.40	1,123.85	3,504.25
4	BB-1L	60	553	613	90%	659	583	76	1,271	1,075	84	125	95.27	3,246.00	524.00	3,770.00
5	BB-1S	55	533	588	91%	400	319	81	1,472	680	138	142	101.54	2,975.50	558.48	3,533.98
6	BB-2S	148	352	500	70%	823	500	323	2,176	1,645	110	120	404.91	8,006.80	2,227.02	10,233.82
7	BB-3S	133	428	561	76%	361	288	73	549	643	78	115	91.51	7,195.30	503.32	7,698.62
8	BC-1L	159	230	388	59%	1,053	840	213	1,341	2,711	160	126	267.02	8,601.90	1,468.59	10,070.49
9	BC-3ST	9	177	185	95%	625	0	625	71,684	3,373	210	150	783.50	486.90	4,309.25	4,796.15
10	BC-4S	187	366	553	66%	687	550	138	738	1,244	140	140	173.00	10,116.70	951.48	11,068.18
11	BC-4L	8	72	80	90%	1,040	824	216	27,795	13,039	100	120	270.78	432.80	1,489.28	1,922.08
12	BC-7	18	173	191	90%	338	270	68	3,815	1,773	120	130	85.24	973.80	468.85	1,442.65
13	BD-1L	76	344	421	82%	433	346	87	1,136	1,029	150	134	109.06	4,111.60	599.85	4,711.45
14	BD-2S	0	1	1	97%	93	0	93	3,339,206	108,972	115	110	116.58	-	641.22	641.22
15	BD-3S	139	223	362	62%	911	728	183	1,320	2,517	100	120	229.41	7,519.90	1,261.75	8,781.65
16	BD-4L	0	6	6	100%	320	0	320		53,059	100	105	401.15	-	2,206.34	2,206.34
17	BD-5L	0	3	3	100%	366	0	366		136,464	116	100	458.82	-	2,523.50	2,523.50
18	BD-6ST	145	65	209	31%	335	268	68	468	1,601	100	110	85.24	7,844.50	468.85	8,313.35
19	BD-7	92	96	188	51%	418	343	76	822	2,225	130	110	95.27	4,977.20	524.00	5,501.20

Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi *Gas Lift* Sumur Brev (Lanjutan 1)

No	Well	Oil (bopd)	Water (bwpd)	Fluid (bfpd)	Water Cut (%)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mcf/d)	Form. GOR	Total GLR	WHP (psi)	WHT (F)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
20	BE-1L	40	390	430	91%	845	676	169	4,257	1,967	98	115	211.86	2,164.00	1,165.22	3,329.22
21	BE-2ST	183	244	427	57%	527	422	105	574	1,234	110	120	131.63	9,900.30	723.95	10,624.25
23	BE-4L	18	44	62	71%	286	228	58	3,243	4,604	90	110	72.71	973.80	399.90	1,373.70
24	BE-5L	262	179	442	41%	613	491	123	468	1,389	98	110	154.19	14,174.20	848.06	15,022.26
25	BE-6L	49	468	516	91%	821	657	164	3,379	1,590	100	120	205.59	2,650.90	1,130.75	3,781.65
26	BE-7ST	291	160	451	35%	678	542	136	467	1,503	105	120	170.49	15,743.10	937.69	16,680.79
27	BF-2	0	30	30	100%	485	0	485		16,432	100	105	608.00	-	3,343.98	3,343.98
28	BF-4L	409	819	1,228	67%	1,135	908	227	555	924	175	152	284.57	22,126.90	1,565.12	23,692.02
29	BF-4S	120	834	954	87%	1,041	832	208	1,729	1,090	170	150	260.75	6,492.00	1,434.12	7,926.12
30	BF-7	0	2,304	2,304	100%	1,140	0	1,140		495	198	133	1,429.10	-	7,860.07	7,860.07
31	BF-8	0	1,837	1,837	100%	1,069	0	1,069		582	260	150	1,340.10	-	7,370.54	7,370.54
32	BG-10	160	657	818	80%	418	334	84	521	511	165	150	105.30	8,656.00	579.16	9,235.16
33	BG-1ST2	49	14	62	22%	1,016	0	1,016	20,831	16,301	120	120	1,273.66	2,650.90	7,005.12	9,656.02
34	BG-2ST2	305	272	577	47%	406	160	245	803	703	100	120	307.13	16,500.50	1,689.23	18,189.73
35	BG-3	15	311	326	9540%	180	143	37	2,409	551	90	156	46.38	811.50	255.11	1,066.61
36	BG-4ST	90	94	184	51%	400	320	80	885	2,170	95	115	100.29	4,869.00	551.58	5,420.58
37	BG-5L	97	577	674	8561%	388	144	244	2,516	576	100	120	305.88	5,247.70	1,682.33	6,930.03

Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi *Gas Lift* Sumur Brev (Lanjutan 2)

No	Well	Oil (bopd)	Water (bwpd)	Fluid (bfpd)	Water Cut (%)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mcf/d)	Form. GOR	Total GLR	WHP (psi)	WHT (F)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
38	BG-5S	160	494	654	7554%	744	510	234	1,461	1,137	123	130	293.34	8,656.00	1,613.38	10,269.38
39	BG-6S	150	357	507	70%	681	545	136	909	1,344	110	150	170.49	8,115.00	937.69	9,052.69
40	BG-7ST2	140	0	140	0%	198	0	198	1,415	1,415	90	130	248.21	7,574.00	1,365.17	8,939.17
41	BG-8L	100	631	731	86%	552	441	110	1,106	755	150	140	137.90	5,410.00	758.43	6,168.43
42	BG-8S	183	347	530	65%	712	320	392	2,143	1,343	120	595	491.41	9,900.30	2,702.76	12,603.06
43	BG-9L	18	586	604	97%	1,029	823	206	11,675	1,704	170	140	258.24	973.80	1,420.33	2,394.13
44	BH-1L	50	1,231	1,280	96%	789	631	158	3,178	616	190	150	198.07	2,705.00	1,089.38	3,794.38
45	BH-1S	68	1,331	1,399	95%	928	742	186	2,740	663	140	155	233.17	3,678.80	1,282.43	4,961.23
46	BH-2S	84	829	914	91%	464	371	93	1,108	508	135	155	116.58	4,544.40	641.22	5,185.62
47	BH-4L	55	1,084	1,139	95%	925	740	185	3,345	812	160	155	231.92	2,975.50	1,275.54	4,251.04
48	BH-5L	167	172	339	51%	857	703	154	924	2,530	100	120	193.05	9,034.70	1,061.80	10,096.50
49	BH-6ST	3	297	299	99%	400	0	400	142,051	1,336	230	140	501.44	162.30	2,757.92	2,920.22
50	BK-1L	27	157	183	85%	250	199	51	1,886	1,364	100	110	63.93	1,460.70	351.63	1,812.33
51	BK-2L	86	88	173	51%	316	268	48	557	1,823	100	110	60.17	4,652.60	330.95	4,983.55
52	BK-3L	125	193	318	61%	553	442	111	882	1,739	110	100	139.15	6,762.50	765.32	7,527.82
53	BK-4S	126	1,160	1,286	90%	554	443	111	880	431	120	120	139.15	6,816.60	765.32	7,581.92
54	BK-5L	237	2,134	2,371	90%	480	393	87	367	203	120	130	109.06	12,821.70	599.85	13,421.55
55	BK-6L	14	223	237	94%	521	417	104	7,495	2,199	165	100	130.37	757.40	717.06	1,474.46
56	BK-6S	45	528	572	92%	666	531	135	3,021	1,164	100	110	169.24	2,434.50	930.80	3,365.30
57	BK-7	36	331	367	90%	159	127	32	877	433	95	110	40.12	1,947.60	220.63	2,168.23
58	BL-1L	34	158	193	82%	276	221	55	1,616	1,433	110	110	68.95	1,839.40	379.21	2,218.61

Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi *Gas Lift* Sumur Brev (Lanjutan 3)

No	Well	Oil (bopd)	Water (bwpd)	Fluid (bfpd)	Water Cut (%)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mcf/d)	Form. GOR	Total GLR	WHP (psi)	WHT (F)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
59	BL-1S	87	357	445	80%	643	411	231	2,655	1,446	95	114	289.58	4,706.70	1,592.70	6,299.40
60	BL-3	91	230	321	72%	471	377	95	1,043	1,467	85	118	119.09	4,923.10	655.01	5,578.11
61	BL-4	12	37	49	76%	417	333	84	7,122	8,529	100	120	105.30	649.20	579.16	1,228.36
62	BL-5L	164	722	886	81%	948	758	190	1,154	1,070	110	120	238.18	8,872.40	1,310.01	10,182.41
63	BL-5S	18	28	46	6087%	581	464	117	6,352	12,437	135	110	146.67	973.80	806.69	1,780.49
64	BL-6	143	272	415	66%	425	340	85	596	1,025	100	125	106.56	7,736.30	586.06	8,322.36
65	BL-7ST	29	573	602	95%	944	773	170	5,884	1,568	134	130	213.11	1,568.90	1,172.12	2,741.02
66	BL-8	0	3,540	3,540	100%	1,050	0	1,050		297	145	110	1,316.28	-	7,239.54	7,239.54
67	BL-9	42	830	872	95%	424	339	85	2,032	486	170	150	106.56	2,272.20	586.06	2,858.26
68	BM-1	85	538	622	86%	479	383	96	1,133	769	140	145	120.35	4,598.50	661.90	5,260.40
69	BM-2	43	877	920	95%	745	594	151	3,530	810	180	155	189.29	2,326.30	1,041.11	3,367.41
70	BM-3	286	274	560	49%	798	636	162	566	1,424	155	135	203.08	15,472.60	1,116.96	16,589.56
71	BM-5S	0	214	214	10000%	891	0	891		4,169	150	105	1,116.96	-	6,143.27	6,143.27
72	BM-6	568	877	1,446	61%	787	630	157	277	545	210	150	196.82	30,728.80	1,082.48	31,811.28
73	BNA-10ST	292	881	1,173	75%	802	302	500	1,713	684	100	125	626.80	15,797.20	3,447.40	19,244.60
74	BNA-11	451	854	1,305	65%	767	0	767	1,699	588	110	128	961.51	24,399.10	5,288.31	29,687.41



Tabel 4.2 Data Produksi dan Konsumsi *Gas Lift* Sumur Brev (Lanjutan 4)

No	Well	Oil (bopd)	Water (bwpd)	Fluid (bfpd)	Water Cut (%)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mcf/d)	Form. GOR	Total GLR	WHP (psi)	WHT (F)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
75	BNA-1L	61	561	622	90%	590	472	118	1,936	948	135	128	147.92	3,300.10	813.59	4,113.69
76	BNA-1S	24	82	106	7736%	468	374	94	3,947	4,407	180	100	117.84	1,298.40	648.11	1,946.51
77	BNA-3S	96	609	705	8638%	1,488	666	822	8,578	2,112	90	115	1,030.46	5,193.60	5,667.53	10,861.13
78	BNA-4L	46	420	466	90%	1,127	901	225	4,938	2,417	150	130	282.06	2,488.60	1,551.33	4,039.93
79	BNA-5	0	59	59	100%	191	0	191		3,245	95	110	239.44	-	1,316.91	1,316.91
80	BNA-7L	60	547	607	90%	859	716	142	2,389	1,415	105	120	178.01	3,246.00	979.06	4,225.06
81	BQA-1	69	296	365	8110%	466	371	94	1,363	1,277	160	100	117.84	3,732.90	648.11	4,381.01
82	BQA-2L	121	571	692	8251%	607	486	121	1,001	877	125	100	151.69	6,546.10	834.27	7,380.37
83	BQA-3	0	708	708	100%	3,444	0	3,444		4,864	640	120	4,317.40	-	23,745.69	23,745.69
84	BZZA-1ST	4	18	22	80%	1,636	0	1,636	369,039	72,913	120	100	2,050.89	216.40	11,279.89	11,496.29
<b>TOTAL</b>		<b>8,340</b>	<b>40,686</b>	<b>49,023</b>		<b>56,873</b>	<b>32,872</b>	<b>23,998</b>					<b>30,083.89</b>	<b>451,194.00</b>	<b>165,461.41</b>	<b>616,655.41</b>

Sumber : *Operation document & report Brev Flowstation*

Dari Tabel 4.2 dapat dilihat bahwa jumlah produksi minyak, gas dan konsumsi gas lift perhari dari masing-masing 84 sumur sangat bervariasi. Data tersebut didapatkan melalui data *well test* yang dilakukan oleh tim *operation* di Brev untuk masing-masing sumur. Dengan sangat bervariasinya karakteristik sumur tersebut menjadi tantangan tersendiri bagi tim *operation* ketika terjadi anomali dari sistem *gas lift compressor* untuk menentukan keputusan kombinasi sumur-sumur yang akan dipertahankan tetap online dan sumur yang harus di shut in agar produksi minyak dari sumur-sumur dapat secara optimal terangkat tanpa adanya *loses* yang besar.

Data dalam Tabel 4.2 merupakan data keseluruhan sumur yang ada di Brev dengan produksi maksimal dan secara normal operasi menggunakan sistem kompresor 2 *train* dengan keseluruhan 84 sumur berstatus *online*. Total Gas merupakan penjumlahan dari jumlah konsumsi *gas lift* dan jumlah produksi gas yang dihasilkan sumur dan masuk kembali tersirkulasi dalam proses *loop* turbin kompresor sehingga untuk keuntungan dari gas hanya dihitung berdasarkan jumlah produksi gas sumur saja, karena *gas lift* akan tetap tersirkulasi dalam proses sistem kompresi turbin. Nilai produksi gas dalam satuan mmbtu didapatkan dari konversi produksi gas dengan satuan mscf melalui *conversion factor net heat value per CF = 1253,6 BTU* yang diperoleh dari hasil laboratorium data *sampling* gas Brev. Jumlah keuntungan dalam USD dihitung berdasarkan jumlah produksi minyak perhari dikali harga minyak ditambah jumlah produksi gas perhari dikali harga gas. Harga minyak sebesar 54,1 USD/*barrel* (per tanggal 29 desember 2016) dan harga gas sebesar 5,5 USD/mmbtu (berdasarkan kontrak penjualan antara ONML dengan konsumen).

#### 4.1.3 Data Biaya Operasional Turbin Kompresor

Data biaya operasional turbin terdiri biaya *service and maintenance* dan biaya operasional harian dari turbin sendiri yang secara lengkap terdapat dalam Tabel 4.3 dan Tabel 4.4. Melalui data tersebut dapat diketahui seberapa besar biaya yang dibutuhkan untuk beroperasinya satu unit turbin dalam satu hari yang akan digunakan untuk perbandingan *cost and benefit* dari masing-masing

sistem kompresi (1 *train*, 1,5 *train*, dan 2 *train*) dengan total hasil keuntungan produksi optimal dari masing-masing sistem kompresi tersebut.

Tabel 4.3 Biaya *Service & Maintenance* 1 Unit Turbin Kompresor Brev

Deskripsi	waktu (thn)	<i>Goods (USD)</i>	<i>Service (USD)</i>	Total biaya (USD)	Biaya avg 1thn (USD)
<i>S G.T Services, annual (routine ConMon)</i>	1	-	15,782.00	15,782.00	15,782.00
<i>S G.T Services, annual (routine PM)</i>	1	-	31,358.00	31,358.00	31,358.00
<i>S G.T Services, annual (routine PM 1000)</i>	5	-	9,267.00	9,267.00	1,853.40
<i>S G.T Services, annual (Vibration &amp; Oil Analysis)</i>	1	-	4,317.00	4,317.00	4,317.00
<i>S G.T Engine Overhaul</i>	5	519,051.39	14,525.00	533,576.39	106,715.28
<i>S G.T Engine Site Replacement</i>	5	-	10,387.85	10,387.85	2,077.57
<i>S Stripping down</i>	8	217,677.96	96,472.00	314,149.96	39,268.75
<i>S G.T PM/MOH Parts, Annual</i>	1	23,730.29	-	23,730.29	23,730.29
<i>S G.T Predictive Maintenance Bearings Capsule</i>	1	10,679.49	-	10,679.49	10,679.49
<i>S G.T emergency part &amp; service</i>	1	-	-	28,591.38	28,591.38
TOTAL (USD)					264,373.15

Sumber : *Budget Management System – ONML Operation Technical Maintenance Document*

Tabel 4.4 Biaya Operasional 1 Unit Turbin Kompresor Brev

Deskripsi	waktu (thn)	Jumlah	Satuan	Harga satuan (USD)	Total Biaya (USD)
Fuel Gas	1	242 / 303,371.2	mmscfd / mmbtu	5.5	1,668,542
Lube Oil (Turbo Lube 46)	1		drum	490.99	3,682
Air intake filter (Donaldson)	1		ea	49	1,764
TOTAL (USD)					1,673,988

Sumber : *Operation document & report Brev Flowstation*

Melalui Tabel 4.3 dan Tabel 4.4 dapat diketahui total jumlah biaya perawatan dan operasional satu unit turbin Brev adalah sebesar USD 1.938.361,18 per tahun atau USD 5.310,58 per hari.

#### 4.2 Data Existing Pemilihan Sumur Shut In

Data *existing* terkait pemilihan sumur yang harus di *shut in* merupakan data sumur-sumur yang dimatikan ketika terjadi perubahan sistem kompresor dari 2 *train* menjadi 1,5 *train* atau menjadi 1 *train*. Data ini merupakan data dari operasional Brev ketika menentukan keputusan yang diambil ketika terjadi anomaly atau perubahan sistem kompresi, yang keputusan tersebut diputuskan dengan cara diskusi dan *trial and error* berdasarkan pengalaman dari *production supervisor* dan tim operator serta dari pengalaman data-data yang ada.

Tabel 4.5 Data Existingi Sumur Shut In dan Production Loses Sistem Kompresor 1 Train

No	Well	Oil (bopd)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Form Gas (mcf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
1	BA-7L	89	423	339	85	106.56	4,814.90	586.06	5,400.96
2	BA-7S	44	814	651	163	204.34	2,380.40	1,123.85	3,504.25
3	BD-2S	0	93	0	93	116.58	-	641.22	641.22
4	BD-3S	139	911	728	183	229.41	7,519.90	1,261.75	8,781.65
5	BD-6ST	145	335	268	68	85.24	7,844.50	468.85	8,313.35
6	BE-6L	49	821	657	164	205.59	2,650.90	1,130.75	3,781.65
7	BF-2	0	485	0	485	608.00	-	3,343.98	3,343.98
8	BF-7	0	1,140	0	1,140	1,429.10	-	7,860.07	7,860.07
9	BF-8	0	1,069	0	1,069	1,340.10	-	7,370.54	7,370.54
10	BG-9L	18	1,029	823	206	258.24	973.80	1,420.33	2,394.13
11	BK-2L	86	316	268	48	60.17	4,652.60	330.95	4,983.55
12	BK-6L	14	521	417	104	130.37	757.40	717.06	1,474.46
13	BK-6S	45	666	531	135	169.24	2,434.50	930.80	3,365.30
14	BK-7	36	159	127	32	40.12	1,947.60	220.63	2,168.23
15	BL-1L	34	276	221	55	68.95	1,839.40	379.21	2,218.61
16	BL-4	12	417	333	84	105.30	649.20	579.16	1,228.36
17	BL-6	143	425	340	85	106.56	7,736.30	586.06	8,322.36
18	BNA-5	0	191	0	191	239.44	-	1,316.91	1,316.91
<b>TOTAL</b>		854	10,091	5,703	4,390	5,503.30	46,201.4	30,268.17	76,469.5

Sumber : Operation document & report Brev Flowstation

Tabel 4.6 Data *Existing* Sumur *Shut In* dan *Production Loses* Sistem Kompresor 1,5 Train

No	Well	Oil (bopd)	TGas (mcfd)	Gas Lift (mcfd)	Form Gas (mcfd)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
1	BG-9L	18	1,029	823	206	258.24	973.80	1,420.33	2,394.13
2	BD-3S	139	911	728	183	229.41	7,519.90	1,261.75	8,781.65
3	BA-7S	44	814	651	163	204.34	2,380.40	1,123.85	3,504.25
4	BK-6L	14	521	417	104	130.37	757.40	717.06	1,474.46
5	BK-7	36	159	127	32	40.12	1,947.60	220.63	2,168.23
6	BD-2S	0	93	0	93	116.58	-	641.22	641.22
7	BNA-5	0	191	0	191	239.44	-	1,316.91	1,316.91
<b>TOTAL</b>		251	3,718	2,746	972	1,218.5	13,579.1	6,701.75	20,280.85

Sumber : *Operation document & report Brev Flowstation*

Dalam penelitian ini data *existing* dari Tabel 4.5 dan Tabel 4.6 tersebut akan digunakan untuk perbandingan dan pengukuran hasil dari keputusan yang diambil dengan menggunakan analisa metode *binary programming* dengan hasil dari keputusan yang selama ini diambil dengan metode diskusi dan *trial and error* tersebut.

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## BAB 5

### ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada bagian ini dilakukan langkah analisa hasil dari data-data yang telah didapatkan dalam Bab 4 dengan menggunakan metode *binary programming* yang telah dikembangkan dalam Bab 3 untuk mendapatkan hasil optimasi keputusan dari penelitian. Hasil tersebut akan dibandingkan dengan data keputusan *existing* untuk menilai keefektifan keputusan yang telah dihasilkan. Keuntungan optimal masing-masing sistem operasi turbin kompresor dibandingkan dengan biaya operasional turbin untuk mendapatkan sistem operasi turbin yang paling menguntungkan. Model optimasi dilakukan uji sensitivitas untuk melihat pengaruh perubahan parameter terhadap keputusan.

#### 5.1 Hasil Model Optimasi

Optimasi produksi dari masing-masing operasi sistem kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* yang dilakukan dimulai dari pengumpulan data sumur dan data kemampuan kompresor dalam Bab 4. Penyelesaian model optimasi dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak Lingo 16.

##### 5.1.1 Pemodelan Optimasi Sistem Operasi 1 *Train*

Data yang telah diperoleh diinputkan kedalam model optimasi *binary programming* yang telah dikembangkan dan dijelaskan dalam Bab 3, sebagaimana berikut ini:

A. Fungsi tujuan:

$$Max Z = \sum_{n=1}^{84} \left( \left( (S_n - (S_n \times R_n) \times 54,1) + \left( \frac{V_n \times 1253,6}{1000} \times 5,5 \right) - \left( \frac{Y_n \times 1253,6}{1000} \times 5,5 \right) \right) \times X_n \right) \quad (5.1)$$

dengan:

$S_n$  = jumlah produksi *liquid* (BFPD) sumur ke n

- $R_n$  = nilai *watercut* (dalam persen) sumur ke n  
 $V_n$  = total gas dalam satuan MSCF sumur ke n  
 $Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCF sumur ke n  
 $X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

Nilai produksi gas dalam satuan mmbtu didapatkan dari konversi produksi gas dengan satuan mscf melalui *conversion factor net heat value per CF = 1253,6 BTU* yang diperoleh dari hasil laboratorium data sampling gas Brev. Harga minyak sebesar 54,1 USD/*barrel* (per tanggal 29 desember 2016) dan harga gas sebesar 5,5 USD/mmbtu (berdasarkan kontrak penjualan antara ONML dengan konsumen).

B. Fungsi pembatas untuk sistem operasi 1 *train* kompresor:

- Produksi *gas lift*:

$$\sum_{n=1}^{84} (Y_n \times X_n) \leq 26000 \quad (5.2)$$

- *Suction compressor* (maksimum produksi gas yang mampu dihisap kompresor):

$$\sum_{n=1}^{84} (P_n \times X_n) \leq 18000 \quad (5.3)$$

$$P_n = V_n - Y_n \quad (5.4)$$

Sehingga :

$$\sum_{n=1}^{84} ((V_n - Y_n) \times X_n) \leq 18000 \quad (5.5)$$

dengan:

- $P_n$  = jumlah produksi gas perhari (mscfd) sumur ke-n  
 $Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCF sumur ke n  
 $X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

Fungsi pemodelan tersebut dimasukkan dalam perangkat lunak lingo 16 dengan menggunakan metode fungsi perintah @OLE untuk mengambil data dari *file microsoft excel* agar dapat mempermudah dan meminimalisir kesalahan data untuk sistem pemodel optimasi keputusan. Serta



menggunakan fungsi perintah @BIN agar output keputusan dari variabel berupa data *binary* (0 atau 1).

### 5.1.2 Pemodelan Optimasi Sistem Operasi 1,5 Train

Data yang telah diperoleh diinputkan kedalam model optimasi *binary programming* yang telah dikembangkan dan dijelaskan dalam Bab 3, sebagaimana berikut ini:

A. Fungsi tujuan:

$$Max Z = \sum_{n=1}^{84} \left( \left( (S_n - (S_n \times R_n) \times 54,1) + \left( \frac{V_n \times 1253,6}{1000} \times 5,5 \right) - \left( \frac{Y_n \times 1253,6}{1000} \times 5,5 \right) \right) \times X_n \right) \quad (5.6)$$

dengan:

- $S_n$  = jumlah produksi *liquid* (BFPD) sumur ke n
- $R_n$  = nilai *watercut* (dalam persen) sumur ke n
- $V_n$  = total gas dalam satuan MSCF sumur ke n
- $Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCF sumur ke n
- $X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

Nilai produksi gas dalam satuan mmbtu didapatkan dari konversi produksi gas dengan satuan mscf melalui *conversion factor net heat value per CF = 1253,6 BTU* yang diperoleh dari hasil laboratorium data sampling gas Brev. Harga minyak sebesar 54,1 USD/*barrel* (per tanggal 29 desember 2016) dan harga gas sebesar 5,5 USD/mmbtu (berdasarkan kontrak penjualan antara ONML dengan konsumen).

B. Fungsi pembatas untuk sistem operasi 1,5 train kompresor:

- Produksi *gas lift*:

$$\sum_{n=1}^{84} (Y_n \times X_n) \leq 31000 \quad (5.7)$$

- *Suction Compresor* (maksimum produksi gas yang mampu dihisap kompresor):

$$\sum_{n=1}^{84} (P_n \times X_n) \leq 22500 \quad (5.8)$$

$$P_n = V_n - Y_n \quad (5.9)$$

Sehingga :

$$\sum_{n=1}^{84} ((V_n - Y_n) \times X_n) \leq 22500 \quad (5.10)$$

dengan:

$P_n$  = jumlah produksi gas perhari (MSCFD) sumur ke-n

$Y_n$  = total konsumsi *gas lift* dalam satuan MSCFD sumur ke n

$X_n$  = kondisi sumur ke-n (1 berarti aktif, 0 berarti dimatikan)

Fungsi pemodelan tersebut dimasukkan dalam perangkat lunak lingo 16 dengan menggunakan metode fungsi perintah @OLE untuk mengambil data dari *file microsoft excel* agar dapat mempermudah dan meminimalisir kesalahan data untuk sistem pemodel optimasi keputusan. Serta menggunakan fungsi perintah @BIN agar output keputusan dari variabel berupa data *binary* (0 atau 1).

### 5.1.3 Hasil Optimasi

Penyelesaian model optimasi dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak Lingo 16. Hasil yang didapat dari proses optimasi adalah keputusan kombinasi sumur-sumur *online* untuk mendapatkan keuntungan produksi paling optimal dengan batasan perubahan proses sistem operasi kompresi 1 *train* dan sistem operasi kompresi 1,5 *train*. Dapat diartikan juga untuk menentukan sumur-sumur yang harus di *shut in* untuk meminimalisir *loses* produksi ketika terjadi perubahan proses sistem operasi kompresi 1 *train* dan sistem operasi kompresi 1,5 *train*. Karena hasil optimasi sumur dengan status *online* lebih banyak dari sumur yang di *shut in* serta untuk mempermudah dan agar tidak terlalu banyak maka hasil optimasi akan disajikan dalam tabel sumur yang di *shut in* dan *loses* produksi dari masing-masing sistem operasi kompresor yang secara detil terdapat pada Tabel 5.1 dan Tabel 5.2.

Tabel 5.1 Sumur *Shut In* dan *Loses* Produksi Sistem Operasi Kompresi 1 *Train*

No. X	Well	Oil (bopd)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Form Gas (mcf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
3	BA-7S	44	814	651	163	204.34	2,380.4	1,123.85	3,504.25
11	BC-4L	8	1,040	824	216	270.78	432.8	1,489.28	1,922.08
12	BC-7	18	338	270	68	85.24	973.8	468.85	1,442.65
17	BD-5L	0	366	0	366	458.82	-	2,523.50	2,523.50
20	BE-1L	40	845	676	169	211.86	2,164.0	1,165.22	3,329.22
27	BF-2	0	485	0	485	608.00	-	3,343.98	3,343.98
43	BG-9L	18	1,029	823	206	258.24	973.8	1,420.33	2,394.13
47	BH-4L	55	925	740	185	231.92	2,975.5	1,275.54	4,251.04
55	BK-6L	14	521	417	104	130.37	757.4	717.06	1,474.46
61	BL-4	12	417	333	84	105.30	649.2	579.16	1,228.36
63	BL-5S	18	581	464	117	146.67	973.8	806.69	1,780.49
65	BL-7ST	29	944	773	170	213.11	1,568.9	1,172.12	2,741.02
78	BNA-4L	46	1,127	901	225	282.06	2,488.6	1,551.33	4,039.93
83	BQA-3	0	3,444	0	3,444	4,317.40	-	23,745.69	23,745.69
<b>TOTAL</b>		302	12,876	6,872	6,002	7,524.11	16,338.2	41,382.59	57,720.79

Hasil optimasi produksi dan keuntungan dari sistem operasi kompresor 1 *train* didapatkan kombinasi 70 sumur *online* dengan total kebutuhan konsumsi *gas lift* sebesar 26.000 MSCFD dan menghasilkan total produksi minyak sebesar 8.038 BOPD, total produksi gas sebesar 17.996 MSCFD atau 22.560 MMBTU dan total keuntungan produksi sebesar USD 558.934,62 per hari.

Tabel 5.2 Sumur *Shut In* dan *Loses* Produksi Sistem Operasi Kompresi 1,5 *Train*

No. X	Well	Oil (bopd)	TGas (mcf/d)	Gas Lift (mcf/d)	Form Gas (mcf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (USD)	Prod. Gas (USD)	Total Prod (USD)
11	BC-4L	8	1,040	824	216	270.78	432.80	1,489.28	1,922.08
16	BD-4L	0	320	0	320	401.15	-	2,206.34	2,206.34
27	BF-2	0	485	0	485	608.00	-	3,343.98	3,343.98
43	BG-9L	18	1,029	823	206	258.24	973.80	1,420.33	2,394.13
61	BL-4	12	417	333	84	105.30	649.20	579.16	1,228.36
79	BNA-5	0	191	0	191	239.44	-	1,316.91	1,316.91
<b>TOTAL</b>		38	3,482	1,980	1,502	1,882.91	2,055.8	10,355.99	12,411.79

Hasil optimasi produksi dan keuntungan dari sistem operasi kompresor 1,5 *train* didapatkan kombinasi 78 sumur *online* dengan total kebutuhan

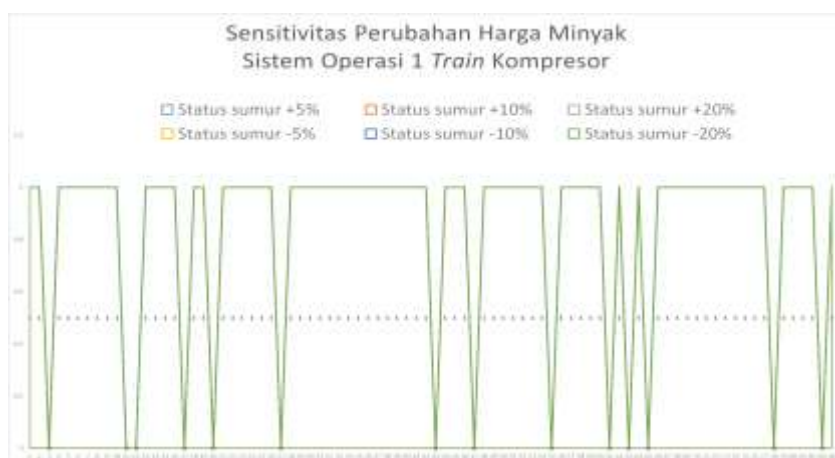
konsumsi gas lift sebesar 30.892 MSCFD dan menghasilkan total produksi minyak sebesar 8.302 BOPD, total produksi gas sebesar 22.496 MSCFD atau 28.200,99 MMBTU dan total keuntungan produksi sebesar USD 604.243,62 per hari.

## 5.2 Uji Sensitivitas

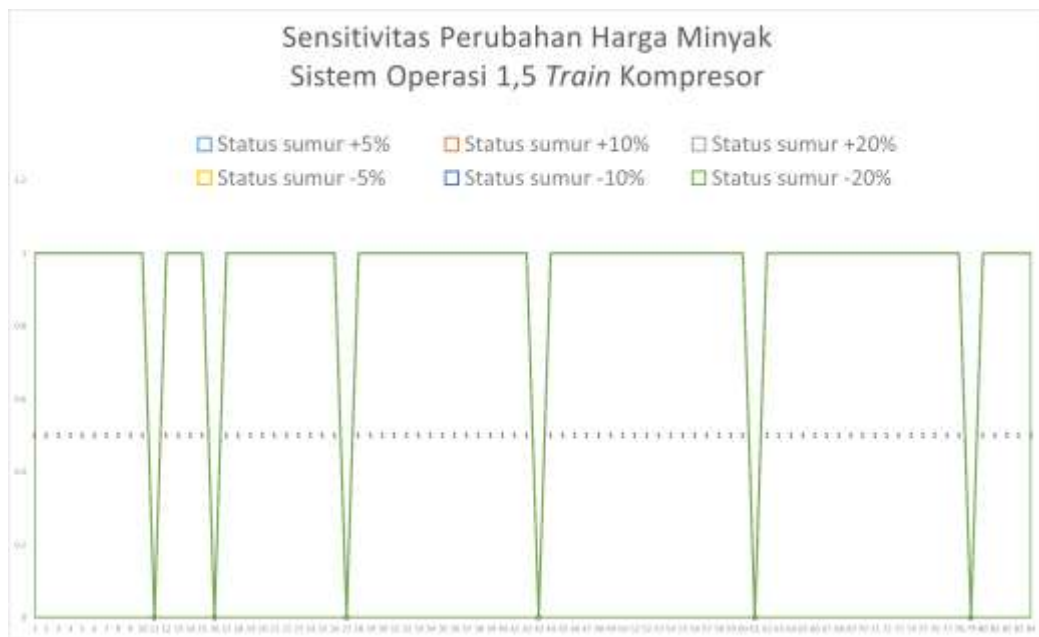
Dengan model yang telah dikembangkan dan hasil optimasi keputusan yang didapat, dilakukan uji sensitivitas atau uji kepekaan terhadap perubahan-perubahan parameter yang mempengaruhi hasil keputusan kombinasi sumur *online* dari masing-masing sistem operasi kompresor. Parameter yang mempengaruhi adalah parameter keuntungan setiap sumur dan jumlah konsumsi *gas lift* setiap sumur. Parameter keuntungan setiap sumur dipengaruhi oleh parameter harga minyak, harga gas, jumlah produksi minyak dan jumlah produksi gas. Pengujian kepekaan ini dimaksudkan untuk mengetahui keandalan sistem/model yang telah dikembangkan terhadap perubahan parameternya.

### 5.2.1 Perubahan Harga Minyak

Perubahan harga minyak akan mempengaruhi total jumlah keuntungan dari setiap sumur. Dalam pengujian ini diberikan nilai kenaikan dan penurunan harga minyak yang menjadi salah satu parameter yang mempengaruhi jumlah keuntungan setiap sumur.



Gambar 5.1 Sensitivitas Perubahan Harga Minyak Sistem Operasi 1 *Train* Kompresor



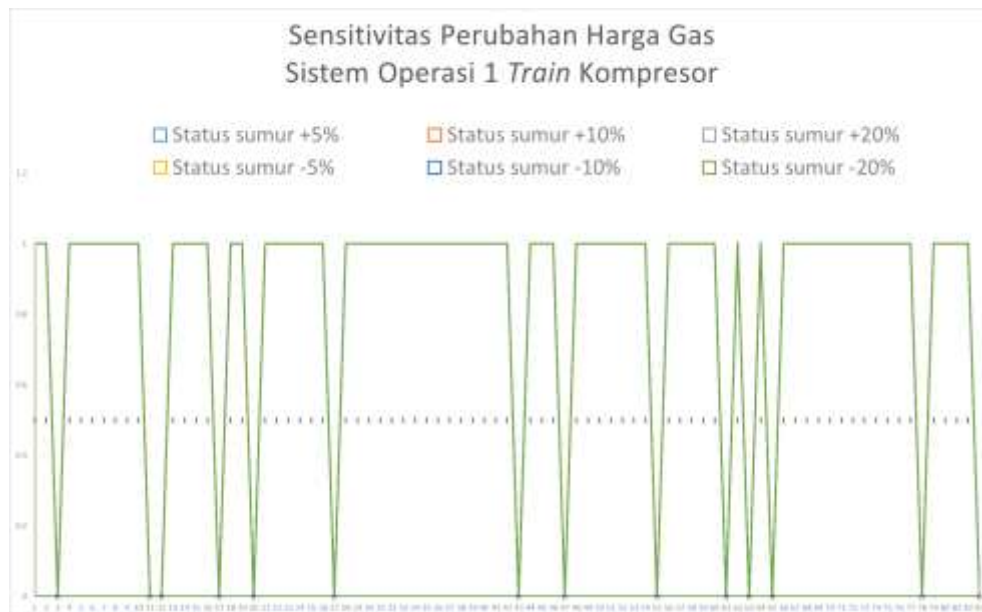
Gambar 5.2 Sensitivitas Perubahan Harga Minyak Sistem Operasi 1,5 Train Kompresor

Dari hasil uji sensitivitas dari perubahan parameter harga minyak seperti terlihat dalam grafik Gambar 5.1 dan Gambar 5.2, terlihat bahwa seluruh keputusan dalam setiap perubahan status sumur +5%, +10%, +20%, -5%, -10% dan -20% adalah tetap sama, terlihat dari grafik yang memiliki pola yang sama persis sehingga seolah-olah grafik tersebut hanya memiliki satu warna, padahal ada 6 kondisi atau warna yang berbeda, dengan nilai sumbu Y dari grafik tersebut bernilai 0 dan 1 saja (kondisi sumur) dan nilai sumbu X bernilai 1 sampai 84 (jumlah sumur), jika ada perbedaan keputusan dari masing-masing kondisi maka dalam grafik tersebut pasti akan terlihat beberapa warna dan pola garis yang berbeda. Sehingga dapat disimpulkan bahwa perubahan harga minyak tidak mempengaruhi perubahan keputusan kombinasi pemilihan sumur *online* dan sumur *shut in*, dapat diartikan bahwa model atau keputusan sangat *insensitive* terhadap perubahan parameter harga minyak.

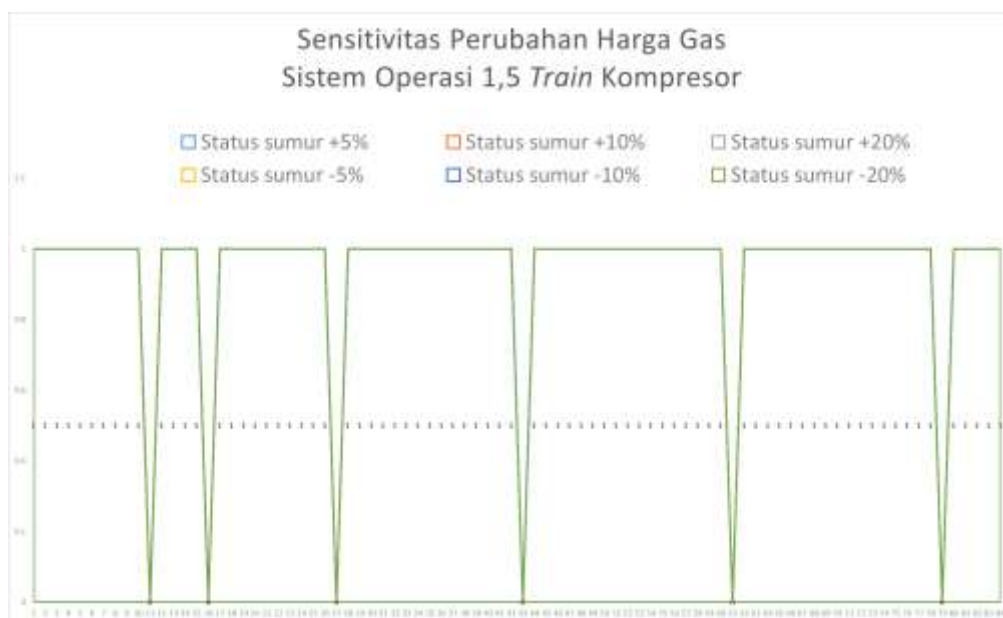
### 5.2.2 Perubahan Harga Gas

Perubahan harga gas akan mempengaruhi total jumlah keuntungan dari setiap sumur. Dalam pengujian ini diberikan nilai kenaikan dan penurunan

harga gas yang menjadi salah satu parameter yang mempengaruhi jumlah keuntungan setiap sumur.



Gambar 5.3 Sensitivitas Perubahan Harga Gas Sistem Operasi 1 *Train* Kompresor



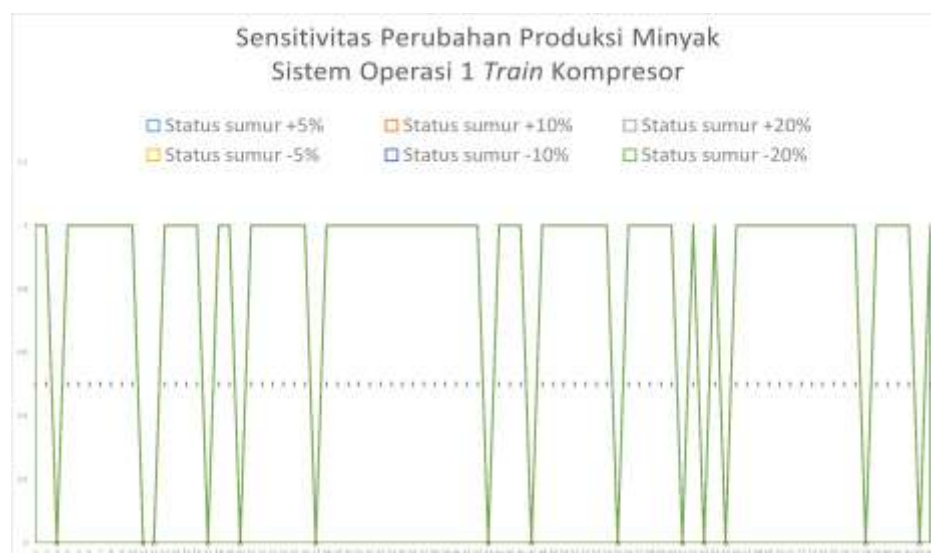
Gambar 5.4 Sensitivitas Perubahan Harga Gas Sistem Operasi 1,5 *Train* Kompresor

Dari hasil uji sensitivitas dari perubahan parameter harga gas seperti terlihat dalam grafik Gambar 5.3 dan Gambar 5.4, terlihat bahwa seluruh

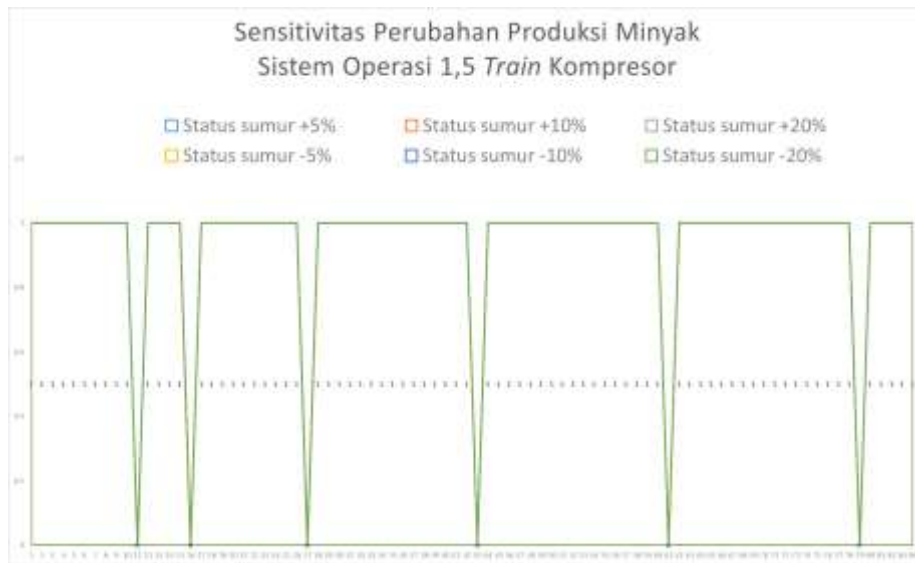
keputusan dalam setiap perubahan status sumur +5%, +10%, +20%, -5%, -10% dan -20% adalah tetap sama, terlihat dari grafik yang memiliki pola yang sama persis sehingga seolah-olah grafik tersebut hanya memiliki satu warna, padahal ada 6 kondisi atau warna yang berbeda, dengan nilai sumbu Y dari grafik tersebut bernilai 0 dan 1 saja (kondisi sumur) dan nilai sumbu X bernilai 1 sampai 84 (jumlah sumur), jika ada perbedaan keputusan dari masing-masing kondisi maka dalam grafik tersebut pasti akan terlihat beberapa warna dan pola garis yang berbeda. Sehingga dapat disimpulkan bahwa perubahan harga gas tidak mempengaruhi perubahan keputusan kombinasi pemilihan sumur *online* dan sumur *shut in*, dapat diartikan bahwa model atau keputusan sangat *insensitive* terhadap perubahan parameter harga gas.

### 5.2.3 Perubahan Jumlah Produksi Minyak

Perubahan produksi minyak setiap sumur akan mempengaruhi total jumlah keuntungan dari setiap sumur. Dalam pengujian ini diberikan nilai kenaikan dan penurunan jumlah produksi minyak setiap sumur yang menjadi salah satu parameter yang mempengaruhi jumlah keuntungan setiap sumur.



Gambar 5.5 Sensitivitas Perubahan Produksi Minyak Sistem Operasi 1 Train Kompresor



Gambar 5.6 Sensitivitas Perubahan Produksi Minyak Sistem Operasi 1,5 *Train* Kompresor

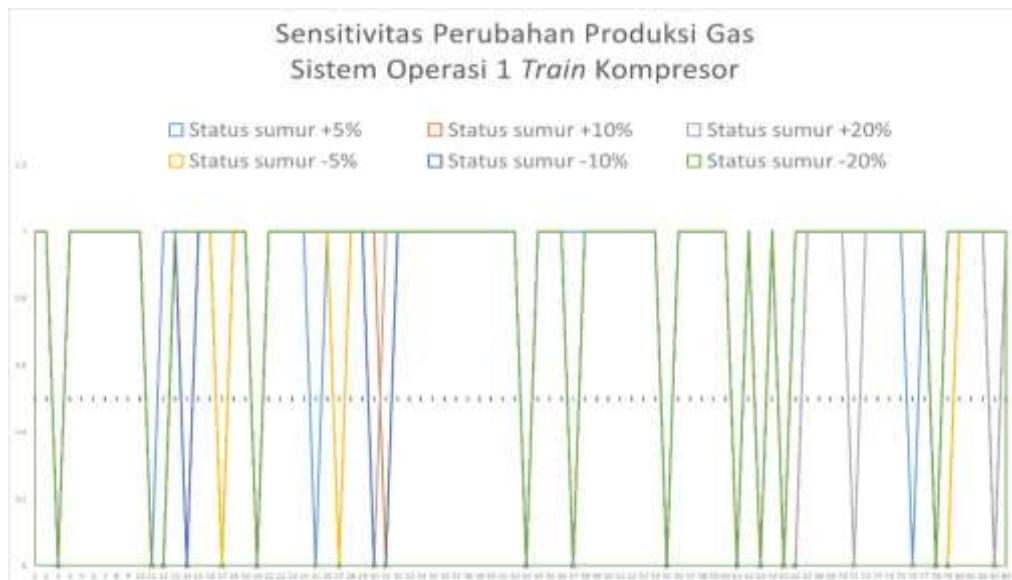
Dari hasil uji sensitivitas dari perubahan parameter jumlah produksi minyak seperti terlihat dalam grafik Gambar 5.5 dan Gambar 5.6, terlihat bahwa seluruh keputusan dalam setiap perubahan status sumur +5%, +10%, +20%, -5%, -10% dan -20% adalah tetap sama, terlihat dari grafik yang memiliki pola yang sama persis sehingga seolah-olah grafik tersebut hanya memiliki satu warna, padahal ada 6 kondisi atau warna yang berbeda, dengan nilai sumbu Y dari grafik tersebut bernilai 0 dan 1 saja (kondisi sumur) dan nilai sumbu X bernilai 1 sampai 84 (jumlah sumur), jika ada perbedaan keputusan dari masing-masing kondisi maka dalam grafik tersebut pasti akan terlihat beberapa warna dan pola garis yang berbeda. Sehingga dapat disimpulkan bahwa perubahan jumlah produksi minyak setiap sumur tidak mempengaruhi perubahan keputusan kombinasi pemilihan sumur *online* dan sumur *shut in*, dapat diartikan bahwa model atau keputusan *insensitive* terhadap perubahan parameter harga gas.

#### 5.2.4 Perubahan Jumlah Produksi Gas

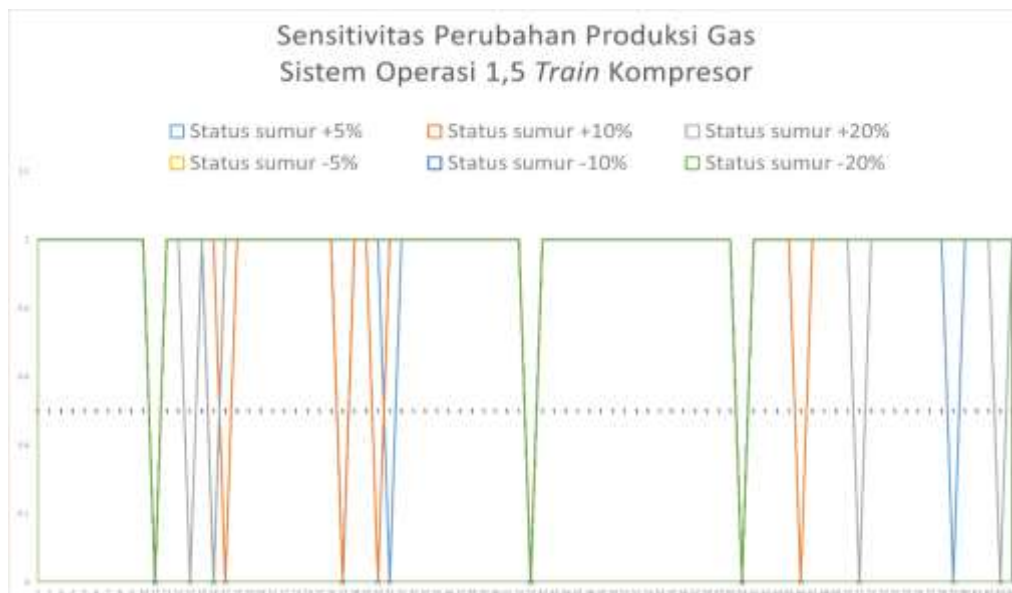
Perubahan produksi gas setiap sumur akan mempengaruhi total jumlah keuntungan dari setiap sumur dan total jumlah produksi gas yang merupakan salah satu pembatas dalam penentuan keputusan terkait dengan kemampuan maksimal daya hisap turbin kompresor agar tidak terjadi *back pressure* ke



sumur-sumur yang mengakibatkan proses *upset*. Dalam pengujian ini diberikan nilai kenaikan dan penurunan jumlah produksi gas setiap sumur yang menjadi salah satu parameter yang mempengaruhi jumlah keuntungan setiap sumur dan keputusan kombinasi sumur *online*.



Gambar 5.7 Sensitivitas Perubahan Produksi Gas Sistem Operasi 1 *Train* Kompresor



Gambar 5.8 Sensitivitas Perubahan Produksi Gas Sistem Operasi 1,5 *Train* Kompresor

Dari hasil uji sensitivitas dari perubahan parameter jumlah produksi gas seperti terlihat dalam grafik Gambar 5.7 dan Gambar 5.8, terlihat bahwa dalam setiap perubahan status sumur +5%, +10%, +20%, -5%, -10% dan -20% memiliki keputusan yang berbeda-beda, dengan nilai sumbu Y dari grafik tersebut bernilai 0 dan 1 saja (kondisi sumur) dan nilai sumbu X bernilai 1 sampai 84 (jumlah sumur), terlihat dalam grafik beberapa warna dan pola garis yang berbeda, hal tersebut menunjukkan bahwa terdapat perubahan keputusan dari masing-masing kondisi status sumur, berbeda jika keputusan sama atau tidak ada perubahan keputusan maka dalam grafik tersebut akan memiliki pola yang sama persis sehingga seolah-olah grafik tersebut hanya memiliki satu warna. Sehingga dapat disimpulkan bahwa perubahan jumlah produksi gas setiap sumur mempengaruhi perubahan keputusan kombinasi pemilihan sumur *online* dan sumur *shut in*, dapat diartikan bahwa model atau keputusan *sensitive* terhadap perubahan parameter harga gas.

Tabel 5.3 Pengaruh Perubahan Produksi Gas Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1 *Train* Kompresor

Perubahan Produksi Gas	Total Sumur Online	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Perubahan keuntungan (USD)	Persentase Perubahan
+5%	68	22.563,67	8.038	558.956,00	21,38	0,00382%
+10%	69	22.562,54	8.038	558.949,80	15,18	0,00272%
+20%	66	22.560,29	8.038	558.937,40	2,78	0,00050%
-5%	67	22.564,36	8.038	558.959,80	25,18	0,00450%
-10%	70	22.552,39	8.038	558.893,90	-40,72	-0,00729%
-20%	73	22.355,20	8.038	557.809,40	-1.125,22	-0,20132%
Normal	70	22.559,79	8.038	558.934,62		

Pengujian sensitivitas perubahan produksi gas dari sistem operasi 1 *train* kompresor menunjukkan cukup berpengaruh pada hasil keputusan kombinasi sumur *online*, baik dari segi jumlah dan kombinasi dari sumur-sumur tersebut untuk mendapatkan jumlah keuntungan yang paling optimal. Perubahan keuntungan dibandingkan dengan perubahan jumlah produksi gas masih relatif stabil terlihat dari perubahan prosentase keuntungan yang secara keseluruhan

masih dibawah 1%, hanya yang paling terlihat lebih besar adalah ketika perubahan pengurangan produksi 20% yang bernilai 0,2%. Hal tersebut didapatkan dengan adanya perubahan kombinasi sumur dari masing-masing kondisi ketika terjadi perubahan jumlah produksi gas, sehingga keuntungan dapat dioptimalkan dengan baik.

Tabel 5.4 Pengaruh Perubahan Produksi Gas Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1,5 *Train* Kompresor

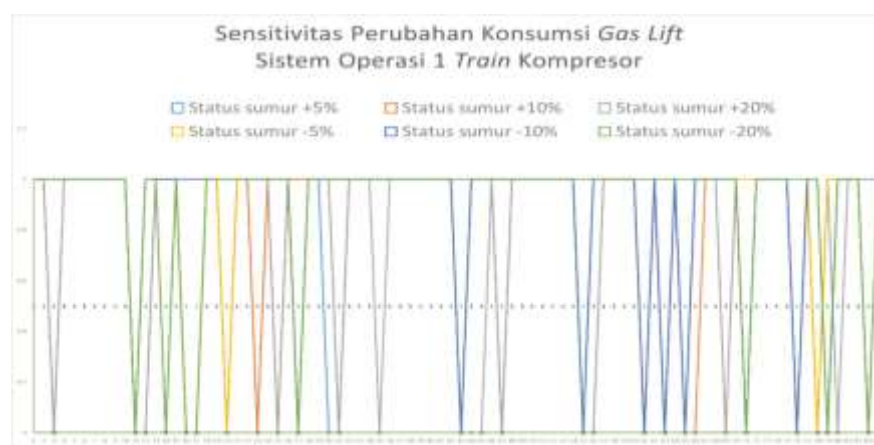
Perubahan Produksi Gas	Total Sumur Online	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Total Prod. (USD)	Perubahan keuntungan (USD)	Persentase Perubahan
+5%	77	28.203,93	8.302	604.259,80	16,18	0,00268%
+10%	77	28.201,11	8.302	604.244,30	0,68	0,00011%
+20%	77	28.196,97	8.302	604.221,60	-22,02	-0,00364%
-5%	81	27.977,09	8.302	603.012,20	-1.231,42	-0,20380%
-10%	81	26.504,61	8.302	594.913,60	-9.330,02	-1,54408%
-20%	81	23.559,66	8.302	578.716,30	-25.527,32	-4,22467%
Normal	78	28.200,99	8.302	604.243,62		

Pengujian sensitivitas perubahan produksi gas dari sistem operasi 1,5 *train* kompresor menunjukkan cukup berpengaruh pada keputusan kombinasi sumu-sumur *online* dan keuntungan optimal yang didapatkan. Perubahan produksi gas dengan penambahan produksi 5%, 10% dan 20% memiliki jumlah total sumur online yang sama tetapi kombinasi dari sumu-sumur *online* tersebut berbeda dari masing-masing kondisi perubahannya sehingga didapatkan keuntungan optimal yang masih relatif stabil dibawah 0,01%. Perubahan produksi gas dengan pengurangan produksi 5%, 10% dan 20% memiliki jumlah total sumur *online* yang sama dengan kombinasi sumur-sumur *online* yang sama sehingga berpengaruh pada perubahan keuntungan optimal yang cukup besar. Hal tersebut terjadi karena dalam kondisi dan keputusan kombinasi sumur-sumur tersebut sudah paling optimal dan tidak dapat berubah lagi untuk mencapai kedekatan dengan pembatas-pembatasnya dan keuntungan optimalnya, sehingga keputusan kombinasi sumur masing tetap sama dan berpengaruh terhadap keuntungan optimal yang didapatkan.

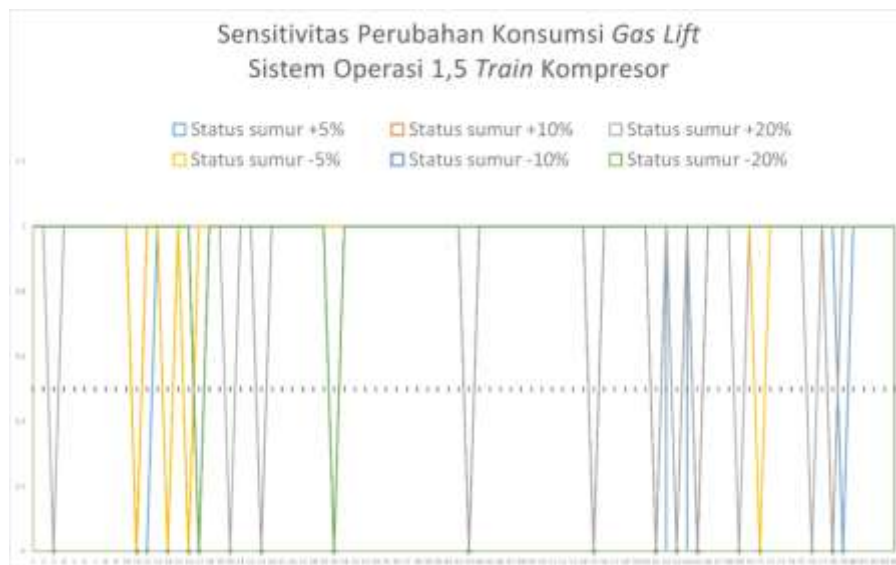
Perubahan produksi gas dari masing-masing kondisi operasi turbin kompresor cukup berpengaruh terhadap hasil keputusan kombinasi sumur-sumur *online* dan jumlah keuntungan produksi optimal yang didapatkan. Dalam kedua sistem operasi kompresor tersebut perubahan keputusan untuk kombinasi sumur *online* berbeda-beda tetapi jumlah produksi minyak masih tetap sama didalam setiap kondisi perubahan produksi gas, yang berubah hanya kombinasi sumur, jumlah sumur dan jumlah total produksi gas. Hal ini mengartikan bahwa keputusan kombinasi sumur yang diambil adalah perubahan dari sumur-sumur dengan produksi gas yang tinggi saja atau sumur-sumur yang hanya memproduksi gas tanpa minyak, sehingga jumlah total produksi minyak yang didapat masih tetap sama dan yang berubah hanya jumlah total produksi gas saja dan keuntungan masih dapat teroptimalkan dengan baik.

#### 5.2.5 Perubahan Jumlah Konsumsi Gas Lift

Perubahan jumlah konsumsi *gas lift* setiap sumur akan mempengaruhi total jumlah keseluruhan konsumsi *gas lift* yang menjadi salah satu pembatas dari keputusan yang diambil terkait dengan kemampuan maksimal produksi *gas lift* dari masing-masing sistem operasi turbin kompresor. Dalam pengujian ini diberikan nilai kenaikan dan penurunan jumlah konsumsi *gas lift* setiap sumur yang menjadi salah satu parameter yang mempengaruhi kombinasi keputusan sumur *online*.



Gambar 5.9 Sensitivitas Perubahan Konsumsi *Gas Lift* Sistem Operasi 1 Train Kompresor



Gambar 5.10 Sensitivitas Perubahan Konsumsi *Gas Lift* Sistem Operasi 1,5 Train Kompresor

Dari hasil uji sensitivitas dari perubahan parameter jumlah konsumsi *gas lift* seperti terlihat dalam grafik Gambar 5.9 dan Gambar 5.10, terlihat bahwa dalam setiap perubahan status sumur +5%, +10%, +20%, -5%, -10% dan -20% memiliki keputusan yang berbeda-beda, dengan nilai sumbu Y dari grafik tersebut bernilai 0 dan 1 saja (kondisi sumur) dan nilai sumbu X bernilai 1 sampai 84 (jumlah sumur), terlihat dalam grafik beberapa warna dan pola garis yang berbeda, hal tersebut menunjukkan bahwa terdapat perubahan keputusan dari masing-masing kondisi status sumur, berbeda jika keputusan sama atau tidak ada perubahan keputusan maka dalam grafik tersebut akan memiliki pola yang sama persis sehingga seolah-olah grafik tersebut hanya memiliki satu warna. Sehingga dapat disimpulkan bahwa perubahan jumlah konsumsi *gas lift* setiap sumur mempengaruhi perubahan keputusan kombinasi pemilihan sumur *online* dan sumur *shut in*, dapat diartikan bahwa model atau keputusan *sensitive* terhadap perubahan parameter jumlah konsumsi *gas lift*.

Tabel 5.5 Pengaruh Perubahan Konsumsi *Gas Lift* Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1 *Train* Kompresor

Perubahan Konsumsi <i>Gas Lift</i>	Total Sumur Online	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Perubahan Keuntungan (USD)	Persentase Perubahan
<b>+5%</b>	64	22.562,29	7.947	554.025,30	-4.909,32	-0,87834%
<b>+10%</b>	63	22.556,02	7.859	549.230,00	-9.704,62	-1,73627%
<b>+20%</b>	59	22.564,80	7.684	539.810,80	-19.123,82	-3,42148%
<b>-5%</b>	71	22.562,29	8.131	563.979,70	5.045,08	0,90262%
<b>-10%</b>	73	22.559,79	8.217	568.618,50	9.683,88	1,73256%
<b>-20%</b>	76	22.554,77	8.332	574.812,40	15.877,78	2,84072%
<b>Normal</b>	70	22.559,79	8.038	558.934,62		

Pengujian sensitivitas perubahan jumlah konsumsi *gas lift* setiap sumur dari sistem operasi 1 *train* kompresor menunjukkan cukup berpengaruh pada hasil keputusan kombinasi sumur *online*, baik dari segi jumlah dan kombinasi dari sumur-sumur tersebut untuk mendapatkan jumlah keuntungan yang paling optimal, terlihat dari perbedaannya jumlah kombinasi sumur *online*, jumlah produksi gas dan jumlah produksi minyak dari masing-masing kondisi perubahan parameter. Perubahan keuntungan dibandingkan dengan perubahan jumlah konsumsi *gas lift* cukup berpengaruh terhadap keuntungan optimal yang didapatkan dengan perubahan jumlah konsumsi *gas lift* yang berbanding terbalik dengan keuntungan yang didapatkan, semakin besar konsumsi *gas lift* maka keuntungan optimal semakin menurun dan semakin berkurang konsumsi *gas lift* maka keuntungan optimal semakin besar. Hal ini terjadi karena jumlah konsumsi *gas lift* menjadi pembatas dari maksimum kemampuan sistem operasi turbin untuk melakukan kompresi *gas lift* untuk di *inject* kan ke sumur-sumur, sehingga ketika ada perubahan jumlah konsumsi *gas lift* dari setiap sumur akan sangat berpengaruh pada perubahan pemilihan kombinasi sumur *online*, total produksi minyak dan gas, serta keuntungan optimal yang didapatkan.

Tabel 5.6 Pengaruh Perubahan Konsumsi *Gas Lift* Terhadap Keuntungan Produksi Sistem Operasi 1,5 *Train* Kompresor

Perubahan Konsumsi <i>Gas Lift</i>	Total Sumur Online	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Perubahan keuntungan (USD)	Persentase Perubahan
+5%	74	28.059,33	8.223	600.971,10	-3.272,52	-0,54159%
+10%	75	28.203,49	8.177	597.494,90	-6.748,72	-1,11689%
+20%	72	27.881,32	8.026	587.553,80	-16.689,82	-2,76210%
-5%	80	28.178,42	8.332	605.742,50	1.498,88	0,24806%
-10%	82	28.195,97	8.340	606.271,80	2.028,18	0,33566%
-20%	82	28.195,97	8.340	606.271,80	2.028,18	0,33566%
Normal	78	28.200,99	8.302	604.243,62		

Pengujian sensitivitas perubahan jumlah konsumsi *gas lift* setiap sumur dari sistem operasi 1,5 *train* kompresor menunjukkan cukup berpengaruh pada hasil keputusan kombinasi sumur *online*, baik dari segi jumlah dan kombinasi dari sumur-sumur tersebut untuk mendapatkan jumlah keuntungan yang paling optimal, terlihat dari perbedaannya jumlah kombinasi sumur *online*, jumlah produksi gas dan jumlah produksi minyak dari masing-masing kondisi perubahan parameter. Perubahan keuntungan dibandingkan dengan perubahan jumlah konsumsi *gas lift* cukup berpengaruh terhadap keuntungan optimal yang didapatkan dengan perubahan jumlah konsumsi *gas lift* yang berbanding terbalik dengan keuntungan yang didapatkan, semakin besar konsumsi *gas lift* maka keuntungan optimal semakin menurun dan semakin berkurang konsumsi *gas lift* maka keuntungan optimal semakin besar. Hal ini terjadi karena jumlah konsumsi *gas lift* menjadi pembatas dari maksimum kemampuan sistem operasi turbin untuk melakukan kompresi *gas lift* untuk di *inject* kan ke sumur-sumur, sehingga ketika ada perubahan jumlah konsumsi *gas lift* dari setiap sumur akan sangat berpengaruh pada perubahan pemilihan kombinasi sumur *online*, total produksi minyak dan gas, serta keuntungan optimal yang didapatkan.

Berbeda dengan sistem operasi 1 *train* kompresor, dalam sistem operasi 1,5 *train* kompresor ini pada perubahan pengurangan konsumsi *gas lift* 10% dan 20% memiliki nilai yang sama, jumlah dan kombinasi sumur-sumur

*online*, jumlah produksi minyak dan gas, serta keuntungan optimal yang didapatkan. Hal tersebut terjadi karena dalam kondisi dan keputusan kombinasi sumur-sumur tersebut sudah paling optimal dan tidak dapat berubah lagi untuk mencapai kedekatan dengan pembatas-pembatasnya dan keuntungan optimalnya, sehingga keputusan kombinasi sumur masing tetap sama dan berpengaruh terhadap keuntungan optimal yang didapatkan walaupun jika jumlah konsumsi *gas lift* terus diturunkan.

### 5.3 Pembahasan

#### 5.3.1 Analisa Perbandingan Hasil Optimasi

Hasil dari optimasi produksi melalui metode *binary programming* dilakukan analisa perbandingan terhadap keputusan *existing* yang telah ada sebelumnya yang dilakukan dengan metode diskusi dan *trial and error*. Perbandingan keputusan dari masing-masing sistem operasi compressor 1 *train* dan 1,5 *train* didapatkan dari perbandingan Tabel 4.5 dengan Tabel 5.1 dan Tabel 4.6 dengan Tabel 5.2 yang secara lengkap telah disederhanakan dalam Tabel 5.7 dan Tabel 5.8.

Tabel 5.7 Perbandingan Keputusan Sumur *Shut In* dan *Loses* Produksi Sistem Operasi Kompresor 1 *Train*

<i>1 Train Compressor mode</i>	<i>Existing</i>	<i>optimized</i>	<i>Gain/Loses</i>
<i>Total Shut in Well</i>	18	14	4
<i>Oil Lost (bopd)</i>	854	302	552
<i>Gas Lost (mscfd)</i>	4,390.00	6,002.00	-1612
<i>Gas Lost (mmbtu)</i>	5,503.30	7,524.11	-2,020.81
<i>Gas Lift optimized (mscfd)</i>	5,703.00	6,872.00	1,169.00
<i>Oil Lost (USD) per day</i>	46,201.40	16,338.20	29,863.2
<i>Gas Lost (USD) per day</i>	30,268.17	42,382.59	-12,114.42
<i>Total Lost (USD) per day</i>	76,469.57	57,720.79	18,748.78

Dalam Tabel 5.7 terlihat bahwa jumlah sumur yang di *shut in* hasil optimisasi lebih sedikit dari hasil keputusan yang ada sebelumnya juga dengan kombinasi sumur *online* dan *shut in* yang berbeda sehingga menyebabkan



perbedaan total *loses* keuntungan produksi antara keduanya yang cukup besar. Optimisasi gas lift juga bernilai positif dengan nilai gain sebesar 1.169 MSCFD. Jumlah *loses* produksi gas dari hasil optimisasi cenderung lebih tinggi dari existing tetapi untuk produksi minyak masih lebih tinggi sehingga total kerugian produksi pun dapat ditekan seminimal mungkin dan didapatkan *gain* sebesar USD 18.748,78 per hari.

Tabel 5.8 Perbandingan Keputusan Sumur *Shut In* dan *Loses* Produksi Sistem Operasi Kompresor 1,5 *Train*

<i>1,5 Train Compressor mode</i>	<i>Existing</i>	<i>optimized</i>	<i>Gain/Loses</i>
<i>Total Shut in Well</i>	7	6	1
<i>Oil Lost (bopd)</i>	251	38	213
<i>Gas Lost (mscfd)</i>	972.00	1,502.00	-530
<i>Gas Lost (mmbtu)</i>	1,218.50	1,882.91	-664.41
<i>Gas Lift optimized (mscfd)</i>	2,746.00	1,980.00	-766
<i>Oil Lost (USD) per day</i>	13,579.10	2,055.80	11,523.3
<i>Gas Lost (USD) per day</i>	6,701.75	10,355.99	-3,654.24
<i>Total Lost (USD) per day</i>	20,280.85	12,411.79	7,869.06

Dalam Tabel 5.8 terlihat bahwa jumlah sumur yang di *shut in* hasil optimisasi hanya berbeda 1 sumur saja dari hasil keputusan yang ada sebelumnya, tetapi dengan kombinasi sumur *online* dan *shut in* yang berbeda sehingga menyebabkan perbedaan total *loses* keuntungan produksi antara keduanya yang cukup besar. Optimisasi gas lift juga bernilai negatif dengan nilai sebesar 664,41 MSCFD. Seperti halnya dalam sistem 1 *train*, Jumlah *loses* produksi gas dari hasil optimisasi cenderung lebih tinggi dari existing tetapi untuk produksi minyak masih lebih tinggi sehingga total kerugian produksi pun dapat ditekan seminimal mungkin dan didapatkan *gain* sebesar USD 7.869,06 per hari.

Perbedaan perbandingan antara keputusan *existing* dengan hasil optimasi dari sistem kompresor 1,5 *train* lebih kecil dibandingkan dengan sistem kompresor 1 *train* yang mendapatkan *gain* yang cukup besar dikarenakan sistem kompresor 1,5 *train* memiliki batasan operasi yang cenderung tidak

terlalu signifikan jika dibandingkan dengan sistem normal operasi kompresor 2 *train*, sehingga akan lebih mudah untuk dilakukan pemilihan sumur yang harus di *shut in*, berbeda dengan sistem kompresor 1 *train* yang memiliki batasan yang signifikan dibandingkan dengan sistem normal operasi kompresor 2 *train*, sehingga membutuhkan analisa yang lebih sulit untuk dapat teroptimasi dengan baik dengan menggunakan metode diskusi dan *trial and error*. Hal tersebutlah yang menyebabkan *gain* yang didapat melalui hasil optimasi keputusan menggunakan metode *binary programming* dari sistem optimasi 1 *train* lebih tinggi dari yang 1,5 *train*.

### 5.3.2 Validasi Data dan Pemodelan

Validasi data dilakukan untuk menganalisa bahwa model yang telah dikembangkan dan hasil output optimasi nya dapat diimplementasikan sesuai dengan kondisi kenyataan proses sistem yang ada.

Tabel 5.9 Perbandingan Data Aktual Kemampuan Kompresor dengan Hasil Output Pemodelan

Kemampuan Sistem Operasi		Data Aktual Kemampuan Kompresor (mscfd)	Hasil Output Pemodelan (mscfd)	Ket.	Selisih	Error
Maksimum Gas Lift	1 Train	26000	26000	Total Konsumsi Gas Lift	0	0.000%
	1,5 Train	31000	30892		-108	-0.348%
Maksimum Suction Kompresor	1 Train	18000	17996	Total Produksi Gas	-4	-0.022%
	1,5 Train	22500	22496		-4	-0.018%

Dalam Tabel 5.9 dilakukan perbandingan antara data aktual kemampuan kompresor yang didapatkan dari data pada Bab 4 Tabel 4.1 dengan hasil output optimal dari pemodelan yang telah dikembangkan. Total konsumsi gas lift dari total kebutuhan kombinasi sumur-sumur *online* dari masing-masing sistem operasi kompresor yang dihasilkan dari output pemodelan tidak boleh melebihi maksimum kemampuan aktual kompresor dalam memproduksi gas lift, dan total produksi gas dari kombinasi sumur-sumur *online* dari masing-masing sistem operasi kompresor yang dihasilkan dari output pemodelan tidak boleh

melebihi maksimum kemampuan aktual daya hisap (*suction*) kompresor. Melalui Tabel 5.9 terlihat bahwa seluruh output optimal dari pemodelan berada didalam batas kemampuan aktual kompresor yang berarti bahwa data dan model tersebut valid dan dapat diimplementasikan dengan baik.

Dalam analisa perbandingan hasil keputusan optimal dari sistem pemodelan dengan hasil keputusan *existing* yang selama ini digunakan melalui metode diskusi dan *trial and error* pada Sub sub Bab 5.3.1, menunjukkan bahwa hasil keputusan optimal dari pemodelan lebih baik dan lebih optimal dibandingkan dengan keputusan yang sudah ada yang menghasilkan *gain profit* sebesar USD 7.869,06 per hari, hal tersebut membuktikan bahwa data dan model tersebut valid dan dapat diimplementasikan dengan baik.

Secara sistem kenyataan operasi, hubungan dari jumlah pemakaian *gas lift* selalu berbanding terbalik dengan keuntungan yang didapatkan dengan sistem operasi yang sama, ketika terjadi kenaikan pemakaian *gas lift* akan langsung dilakukan evaluasi dan treatment untuk pengaturan sumur agar pemakaian *gas lift* dapat diminimalisir dan diptomalkan untuk mendapatkan keuntungan yang optimal. Melalui analisa uji sensitivitas lebih khusus untuk pengujian perubahan parameter konsumsi *gas lift* pada Sub sub Bab 5.2.5, hasil output dari uji sensitivitas perubahan parameter pemakaian *gas lift* pada model yang telah dikembangkan menunjukkan bahwa perubahan jumlah pemakaian *gas lift* berbanding terbalik dengan keuntungan yang didapatkan, sehingga dapat disimpulkan bahwa data dan model yang dikembangkan tersebut valid dan dapat diimplementasikan dengan baik.

### **5.3.3 Analisa *Cost and Benefit* dari Sistem Operasi**

Total biaya operasional dari kompresor dalam Bab 4 dibandingkan dengan hasil total optimasi produksi dan keuntungan dari masing-masing sistem operasi turbin kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* untuk mendapatkan sistem operasi yang paling menguntungkan. Perbandingan tersebut secara lengkap terdapat dalam Tabel 5.10.

Tabel 5.10 Keuntungan dan Biaya dari Masing-Masing Sistem Operasi Kompresor

Sistem Operasi	Keuntungan produksi (USD) per hari	Biaya Turbin Kompresor (USD) per hari
2 <i>Train</i>	616,655.41	21,242.31
1,5 <i>Train</i>	604,243.62	15,931.74
1 <i>Train</i>	558,934.62	10,621.16

Total biaya turbin kompresor didapatkan dari jumlah total biaya 1 unit turbin sebesar USD 5.310,58 per hari dikalikan dengan jumlah turbin kompresor yang digunakan dalam masing-masing sistem operasi. Melalui Tabel 5.9 dapat diketahui bahwa jumlah selisih keuntungan produksi dari sistem operasi 2 *train* dan 1,5 *train* bernilai USD 12.411,79 per hari dan penghematan dari biaya turbin kompresor antara sistem operasi 2 *train* menjadi 1,5 *train* sebesar USD 5.310,58 per hari. Selisih keuntungan produksi dari sistem operasi 2 *train* dan 1 *train* bernilai USD 57.720,79 per hari dan penghematan dari biaya turbin kompresor sebesar USD 10.621,16 per hari. Serta selisih keuntungan produksi dari sistem operasi 1,5 *train* dan 1 *train* bernilai USD 45.309 per hari dan penghematan dari biaya turbin kompresor dari 1,5 *train* menjadi 1 *train* sebesar USD 5.310,58 per hari. Berdasarkan perhitungan perbandingan biaya dan keuntungan tersebut sehingga dapat disimpulkan bahwa sistem operasi 2 *train* masih tetap lebih menguntungkan dari pada sistem operasi 1,5 *train* dan 1 *train* karena jumlah selisih keuntungan produksi masih jauh lebih besar daripada total penghematan biaya operasional turbin kompresor dengan selisih total keuntungan dikurangi total biaya operasional turbin sebesar USD 47.099,63 per hari untuk perbandingan 2 *train* dan 1 *train*, dan sebesar USD 7.101,21 per hari untuk perbandingan 2 *train* dan 1,5 *train*, serta sebesar USD 39.998,42 per hari untuk perbandingan 1,5 *train* dan 1 *train*.

#### 5.3.4 Analisa Hasil Sensitivitas

Hasil dari pengujian sensitivitas melalui perubahan-perubahan parameter yang dimungkinkan untuk mempengaruhi hasil keputusan kombinasi sumur

*online* dan keuntungan optimal dari masing-masing sistem operasi kompresor, secara ringkas terdapat dalam Tabel 5.11.

Tabel 5.11 Perbandingan Hasil Uji Sensitivitas Parameter-Parameter pada Masing-Masing Sistem Operasi Turbin Kompresor

Parameter	1 Train				1,5 Train			
	Jml & Kombinasi Sumur <i>Online</i>	Prod. Gas	Prod. Minyak	Perubahan Profit	Jml & Kombinasi Sumur <i>Online</i>	Prod. Gas	Prod. Minyak	Perubahan Profit
Harga Minyak	X	X	X	Y	X	X	X	Y
Harga Gas	X	X	X	Y	X	X	X	Y
Prod. Minyak	X	X	Y	Y	X	X	Y	Y
Prod. Gas	Y	Y	X	Y	Y	Y	X	Y
Kons. <i>Gas Lift</i>	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y

Keterangan:

Y = Sensitif

X = Insensitif

Dalam Tabel 5.11 terlihat bahwa perubahan parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak tidak berpengaruh terhadap keputusan kombinasi sumur-sumur *online*, walaupun terjadi perubahan profit tetapi perubahan tersebut hanya karena dipengaruhi oleh perubahan harga saja dan perubahannya sebanding dengan perubahan harga atau parameter tersebut, bukan karena perubahan keputusan kombinasi sumur *online* yang masih tetap sama tidak ada perubahan samasekali. Hal tersebut terjadi karena proses dalam batasan operasi, batasan yang mempengaruhi keputusan adalah maksimum total produksi gas dan maksimum total konsumsi *gas lift*, ketika hanya keuntungan yang berubah seperti parameter harga minyak, harga gas, dan produksi minyak, akan tetap tidak mempengaruhi perubahan keputusan dari variabel keputusan X (status sumur-sumur), karena jika keputusan berubah maka akan berpengaruh pada jumlah total produksi gas dan jumlah total konsumsi *gas lift*, sedangkan produksi gas sudah paling optimal atau dapat diartikan keputusan dan keuntungan sudah paling optimal, dan jika berubah maka tidak akan optimal lagi.

Dalam uji sensitivitas perubahan parameter produksi gas setiap sumur terlihat berpengaruh terhadap perubahan keputusan jumlah dan kombinasi sumur-sumur *online* (variabel keputusan X), jumlah produksi gas dan jumlah keuntungan, tetapi untuk jumlah produksi minyak tetap tidak ada perubahan. Hal ini terjadi karena produksi gas menjadi salah satu parameter dalam penentu keuntungan setiap sumur dan juga menjadi salah satu pembatas dari proses sistem operasi, dalam optimasi ini terlihat bahwa keputusan yang diambil adalah dengan merubah kombinasi sumur-sumur *online* dengan merubah status sumur-sumur yang memiliki produksi gas tinggi atau hanya berproduksi gas saja tanpa minyak, untuk sumur dengan produksi minyak masih tetap tidak ada perubahan.

Perubahan parameter jumlah konsumsi *gas lift* berpengaruh terhadap seluruh keputusan dari jumlah dan kombinasi sumur-sumur *online* (variabel keputusan X), jumlah produksi gas, jumlah produksi minyak dan jumlah keuntungan. Hal ini terjadi karena jumlah konsumsi *gas lift* menjadi syarat dan pembatas bagi seluruh proses sistem operasi, pembatas dari maksimum kemampuan masing-masing sistem operasi kompresor untuk dapat memproduksi atau melakukan kompresi *gas lift* untuk diinjektan ke sumur-sumur, *gas lift* dipakai untuk *melifting* produksi minyak dari setiap sumur, dan secara *close rotation* akan masuk kembali kedalam sistem *suction* kompresor untuk di kompres kembali, oleh karena hal tersebut *gas lift* akan sangat berpengaruh terhadap perubahan produksi dan keuntungan yang telah dioptimalkan.

## BAB 6

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1 Kesimpulan

Penelitian yang dilakukan untuk melakukan optimasi produksi pada jaringan sumur minyak dan gas menghasilkan beberapa kesimpulan berikut:

1. Model *binary programming* yang dikembangkan dapat menentukan kombinasi sumur-sumur *online* untuk mendapatkan keuntungan produksi yang paling optimal dari masing-masing sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* dengan batasan-batasan yang telah ditentukan.
2. Hasil optimasi produksi dan keuntungan dari sistem operasi kompresor 1 *train* didapatkan kombinasi 70 sumur *online* dengan total kebutuhan konsumsi *gas lift* sebesar 26.000 MSCFD dan menghasilkan total produksi minyak sebesar 8.038 BOPD, total produksi gas sebesar 17.996 MSCFD atau 22.560 MMBTU dan total keuntungan produksi sebesar USD 558.934,62 per hari.
3. Hasil optimasi produksi dan keuntungan dari sistem operasi kompresor 1,5 *train* didapatkan kombinasi 78 sumur *online* dengan total kebutuhan konsumsi *gas lift* sebesar 30.892 MSCFD dan menghasilkan total produksi minyak sebesar 8.302 BOPD, total produksi gas sebesar 22.496 MSCFD atau 28.200,99 MMBTU dan total keuntungan produksi sebesar USD 604.243,62 per hari.
4. Berdasarkan perhitungan perbandingan biaya operasional turbin kompresor dan keuntungan produksi optimal dari masing-masing sistem operasi turbin kompresor, dapat disimpulkan bahwa sistem operasi 2 *train* masih tetap lebih menguntungkan dari pada sistem operasi 1,5 *train* dan 1 *train* karena jumlah selisih keuntungan produksi masih jauh lebih besar daripada total penghematan biaya operasional turbin kompresor, dengan selisih total keuntungan dikurangi total biaya operasional turbin sebesar USD 47.099,63 per hari untuk perbandingan 2 *train* dan 1 *train*, dan sebesar USD 7.101,21 per hari untuk perbandingan 2 *train* dan 1,5

*train*, serta sebesar USD 39.998,42 per hari untuk perbandingan 1,5 *train* dan 1 *train*.

5. Hasil optimasi keputusan kombinasi sumur-sumur *online* pada sistem operasi kompresor 1 *train* dengan menggunakan metode *binary programming* dapat meminimalkan *loses* (kerugian) produksi atau meningkatkan jumlah nilai keuntungan produksi sebesar USD 18.748,78 per hari jika dibandingkan dengan hasil keputusan *existing* yang selama ini dilakukan dengan metode diskusi dan *trial and error*.
6. Hasil optimasi keputusan kombinasi sumur-sumur *online* pada sistem operasi kompresor 1,5 *train* dengan menggunakan metode *binary programming* dapat meminimalkan *loses* (kerugian) produksi atau meningkatkan jumlah nilai keuntungan produksi sebesar USD 7.869,06 per hari jika dibandingkan dengan hasil keputusan *existing* yang selama ini dilakukan dengan metode diskusi dan *trial and error*.
7. Perubahan parameter harga minyak, harga gas dan jumlah produksi minyak tidak berpengaruh terhadap keputusan kombinasi sumur-sumur *online* dari masing-masing sistem operasi turbin kompresor, karena keputusan sudah paling optimal dan tidak terpengaruh oleh perubahan parameter tersebut.
8. Perubahan parameter jumlah produksi gas berpengaruh terhadap keputusan kombinasi sumur-sumur *online*, tetapi tidak berpengaruh terhadap jumlah produksi minyak karena yang berubah hanya sumur-sumur dengan produksi gas tinggi atau hanya berproduksi gas saja tanpa minyak untuk mendapatkan keuntungan yang optimal.
9. Perubahan parameter jumlah konsumsi *gas lift* sangat berpengaruh terhadap keputusan kombinasi sumur-sumur *online*, jumlah produksi minyak dan gas, serta keuntungan optimal yang didapatkan. Perubahan parameter jumlah konsumsi *gas lift* berbanding terbalik dengan jumlah keuntungan optimal yang didapatkan dari masing-masing sistem operasi kompresor.



## 6.2 Saran

Untuk meningkatkan akurasi optimasi dan pengembangan model optimasi keputusan selanjutnya, terdapat beberapa hal yang dapat dilakukan sebagai berikut:

1. Memasukkan parameter biaya perawatan sumur dan parameter lain yang terkait, dengan melakukan koordinasi dengan departemen *well service* untuk dapat mencakup lebih luas dalam optimasi produksi jaringan sumur minyak dan gas yang tidak terbatas hanya pada sistem kompresi *gas lift* dan proses separasi dari departemen *operation* saja.
2. Memasukkan proses parameter dan variabel dari *station-station* lain yang terhubung dengan *station* brev melalui jaringan *line* produksi antar *station* yang dapat saling mempengaruhi ketika terjadi anomali proses dari salah satu *station* ke *station* lainnya, seperti adanya proses *recycle gas*, perubahan *pressure* dan proses dari masing-masing *station* dalam jaringan produksinya.
3. Sistem optimasi dapat dikembangkan menjadi *software* dengan *user interface* yang baik, sehingga dapat memudahkan pihak pengambil keputusan ketika terjadi perubahan-perubahan parameter dari proses produksi.

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## DAFTAR PUSTAKA

- Asreza,. (2011). *Optimasi Alokasi BBM Solar Subsidi pada Suatu Wilayah Distribusi Menggunakan Program Linier*, Tesis Magister, Universitas Indonesia, Jakarta.
- Biro Riset LM FEUI (2009). *Analisis Industri Minyak dan Gas di Indonesia*, LM FEUI, Jakarta.
- Dantzig, G. B. (1963). *Linear programming and Extensions*, The Rand Corporation, Princeton University, Princeton, R-366-PR.
- Dermawan, Imam. (2009). *Optimasi Produksi Sumur Gas dan Penentuan Kondisi Proses untuk Mendapatkan Keuntungan yang Maksimal*, Tesis Magister, Universitas Indonesia, Jakarta.
- Edgar, T. F., Himmelblau, D. M., Lasdon, L. S. (2001). *Optimization of Chemical Processes*, Second Edition, McGraw-Hill Companies, Inc. New York.
- Menteri ESDM. (2017). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No 08 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split*. Kementrian ESDM, Jakarta.
- PQU ONML – Operation Dept (2015). *Brev Operating Envelope*, BREV-U-SOP-6037 Rev 1.
- PQU ONML – Operation Dept (2014). *Manually shut In & Start up BIC per Train*, Working Site Instruction BREV-IC-OPS-010.
- Rodrigues, H. W. L., Prata, B. A., & Bonates, T. O. (2016). “Integrated optimization model for location and sizing of offshore platforms and location of oil Wells”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol.145, hal.734-741.
- Schlumberger. (1999). *Gas lift Design and Technology*, Schlumberger Well Completions and Productivity Chevron Main Pass 313 Optimization Project, Schlumberger.
- Silva, T.L., Camponogara, Eduardo, Teixeira, A.F., & Sunjerga, Snjezana. (2015). “Modeling of Flow Splitting for Production Optimization in Offshore Gas-Lifted Oil Fields: Simulation Validation and Applications”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Petrol 2961.
- SKK Migas. (2015). *Laporan Tahunan 2015*, SKK Migas, Jakarta.
- Taylor III, B. W. (2006). *Introduction to Management Science*, Ninth Edition, Prentice Hall, Virginia Polytechnic Institute and State University, Virginia.
- Vanderbei, R. J. (2001). *Linear programming: Foundations and Extensions*, Second Edition, Department of Operations Research and Financial Engineering, Princeton University, Princeton, Nj 08544.
- Wirawan, Ardistya, Siswanto, Nurhadi, (2016). “Production and Mapping Optimization of Hydroponic Vegetables using Mix Integer Linear programming at PT.Pentario Liberia Persada Surabaya”, *Proceedings of The 1st International Seminar on Management of Technology*, MMT-ITS, Surabaya.
- Website Harga Minyak dan Gas Dunia <http://www.hargaminyak.net>
- Website Data Lifting Migas Nasional (kementrian ESDM) <http://www.lifting.migas.esdm.go.id/lifting/>

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## LAMPIRAN

### 1. Model Pemrograman Lingo sistem operasi kompresor 1 *train*

#### - Programming code :

```
SETS:
    SET_n/1..84/: A, X, Y, P;

ENDSETS

DATA:
    A = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', '_A');
    Y = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', '_Y');
    P = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', '_P');
    G = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', '_G');
    J = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', '_J');

ENDDATA

max = @sum(SET_n(n): A(n) * X(n));

@sum(SET_n(n): Y(n) * X(n)) <= G;
@sum(SET_n(n): P(n) * X(n)) <= J;
@FOR(SET_n(n): @BIN(X(n)));
```

#### - Secara generate :

```
MODEL:
    [_1] MAX= 5225.9268 * X_1 + 5400.958 * X_2 + 3504.2524 *
    X_3 + 3770.0048 * X_4 +
    3533.9788 * X_5 + 10233.8204 * X_6 + 7698.6204 * X_7 +
    10070.4924 * X_8 + 4796.15
    * X_9 + 11068.1824 * X_10 + 1922.0768 * X_11 + 1442.6464 *
    X_12 + 4711.4476 * X_13
    + 641.2164 * X_14 + 8781.6484 * X_15 + 2206.336 * X_16 +
    2523.4968 * X_17 +
    8313.3464 * X_18 + 5501.2048 * X_19 + 3329.2212 * X_20 +
    10624.254 * X_21 +
    6776.7732 * X_22 + 1373.6984 * X_23 + 15022.2604 * X_24 +
    3781.6472 * X_25 +
    16680.7928 * X_26 + 3343.978 * X_27 + 23692.0196 * X_28 +
    7926.1184 * X_29 +
    7860.072 * X_30 + 7370.5412 * X_31 + 9235.1632000000001 *
    X_32 + 9656.016799999999
    * X_33 + 18189.726 * X_34 + 1066.6076 * X_35 + 5420.584 *
    X_36 + 6930.0312 * X_37
    + 10269.3832 * X_38 + 9052.6928000000001 * X_39 +
    8939.1704000000001 * X_40 +
    6168.428 * X_41 + 12603.0616 * X_42 + 2394.1288 * X_43 +
    3794.3784 * X_44 +
```

4961.2328 \* X\_45 + 5185.6164 \* X\_46 + 4251.038 \* X\_47 +  
 10096.4992 \* X\_48 +  
 2920.22 \* X\_49 + 1812.3348 \* X\_50 + 4983.5504 \* X\_51 +  
 7527.8228 \* X\_52 +  
 7581.9228 \* X\_53 + 13421.5476 \* X\_54 + 1474.4592 \* X\_55 +  
 3365.298 \* X\_56 +  
 2168.2336 \* X\_57 + 2218.614 \* X\_58 + 6299.3988 \* X\_59 +  
 5578.106 \* X\_60 +  
 1228.3632 \* X\_61 + 10182.412 \* X\_62 + 1780.4916 \* X\_63 +  
 8322.358 \* X\_64 +  
 2741.016 \* X\_65 + 7239.54 \* X\_66 + 2858.258 \* X\_67 +  
 5260.4008 \* X\_68 + 3367.4148  
 \* X\_69 + 16589.5576 \* X\_70 + 6143.2668 \* X\_71 + 31811.2836  
 \* X\_72 + 19244.6 \* X\_73  
 + 29687.4116 \* X\_74 + 4113.6864 \* X\_75 + 1946.5112 \* X\_76  
 + 10861.1256 \* X\_77 +  
 4039.93 \* X\_78 + 1316.9068 \* X\_79 + 4225.0616 \* X\_80 +  
 4381.0112 \* X\_81 +  
 7380.3708 \* X\_82 + 23745.6912 \* X\_83 + 11496.2928 \* X\_84;  
 [\_2] 336 \* X\_1 + 339 \* X\_2 + 651 \* X\_3 + 583 \* X\_4 + 319 \*  
 X\_5 + 500 \* X\_6 + 288 \*  
 X\_7 + 840 \* X\_8 + 550 \* X\_10 + 824 \* X\_11 + 270 \* X\_12 +  
 346 \* X\_13 + 728 \* X\_15 +  
 268 \* X\_18 + 343 \* X\_19 + 676 \* X\_20 + 422 \* X\_21 + 637 \*  
 X\_22 + 228 \* X\_23 + 491  
 \* X\_24 + 657 \* X\_25 + 542 \* X\_26 + 908 \* X\_28 + 832 \* X\_29  
 + 334 \* X\_32 + 160 \*  
 X\_34 + 143 \* X\_35 + 320 \* X\_36 + 144 \* X\_37 + 510 \* X\_38 +  
 545 \* X\_39 + 441 \* X\_41  
 + 320 \* X\_42 + 823 \* X\_43 + 631 \* X\_44 + 742 \* X\_45 + 371  
 \* X\_46 + 740 \* X\_47 +  
 703 \* X\_48 + 199 \* X\_50 + 268 \* X\_51 + 442 \* X\_52 + 443 \*  
 X\_53 + 393 \* X\_54 + 417  
 \* X\_55 + 531 \* X\_56 + 127 \* X\_57 + 221 \* X\_58 + 411 \* X\_59  
 + 377 \* X\_60 + 333 \*  
 X\_61 + 758 \* X\_62 + 464 \* X\_63 + 340 \* X\_64 + 773 \* X\_65 +  
 339 \* X\_67 + 383 \* X\_68  
 + 594 \* X\_69 + 636 \* X\_70 + 630 \* X\_72 + 302 \* X\_73 + 472  
 \* X\_75 + 374 \* X\_76 +  
 666 \* X\_77 + 901 \* X\_78 + 716 \* X\_80 + 371 \* X\_81 + 486 \*  
 X\_82 <= 26000;  
 [\_3] 91 \* X\_1 + 85 \* X\_2 + 163 \* X\_3 + 76 \* X\_4 + 81 \* X\_5  
 + 323 \* X\_6 + 73 \* X\_7 +  
 213 \* X\_8 + 625 \* X\_9 + 138 \* X\_10 + 216 \* X\_11 + 68 \*  
 X\_12 + 87 \* X\_13 + 93 \*  
 X\_14 + 183 \* X\_15 + 320 \* X\_16 + 366 \* X\_17 + 68 \* X\_18 +  
 76 \* X\_19 + 169 \* X\_20 +  
 105 \* X\_21 + 159 \* X\_22 + 58 \* X\_23 + 123 \* X\_24 + 164 \*  
 X\_25 + 136 \* X\_26 + 485 \*  
 X\_27 + 227 \* X\_28 + 208 \* X\_29 + 1140 \* X\_30 + 1069 \* X\_31  
 + 84 \* X\_32 + 1016 \*  
 X\_33 + 245 \* X\_34 + 37 \* X\_35 + 80 \* X\_36 + 244 \* X\_37 +  
 234 \* X\_38 + 136 \* X\_39 +  
 198 \* X\_40 + 110 \* X\_41 + 392 \* X\_42 + 206 \* X\_43 + 158 \*  
 X\_44 + 186 \* X\_45 + 93 \*  
 X\_46 + 185 \* X\_47 + 154 \* X\_48 + 400 \* X\_49 + 51 \* X\_50 +  
 48 \* X\_51 + 111 \* X\_52 +

```

111 * X_53 + 87 * X_54 + 104 * X_55 + 135 * X_56 + 32 *
X_57 + 55 * X_58 + 231 *
X_59 + 95 * X_60 + 84 * X_61 + 190 * X_62 + 117 * X_63 +
85 * X_64 + 170 * X_65 +
1050 * X_66 + 85 * X_67 + 96 * X_68 + 151 * X_69 + 162 *
X_70 + 891 * X_71 + 157 *
X_72 + 500 * X_73 + 767 * X_74 + 118 * X_75 + 94 * X_76 +
822 * X_77 + 225 * X_78
+ 191 * X_79 + 142 * X_80 + 94 * X_81 + 121 * X_82 + 3444
* X_83 + 1636 * X_84 <=
18000;
@BIN( X_1); @BIN( X_2); @BIN( X_3); @BIN( X_4); @BIN( X_5);
@BIN( X_6);
@BIN( X_7); @BIN( X_8); @BIN( X_9); @BIN( X_10); @BIN(
X_11); @BIN( X_12);
@BIN( X_13); @BIN( X_14); @BIN( X_15); @BIN( X_16); @BIN(
X_17);
@BIN( X_18); @BIN( X_19); @BIN( X_20); @BIN( X_21); @BIN(
X_22);
@BIN( X_23); @BIN( X_24); @BIN( X_25); @BIN( X_26); @BIN(
X_27);
@BIN( X_28); @BIN( X_29); @BIN( X_30); @BIN( X_31); @BIN(
X_32);
@BIN( X_33); @BIN( X_34); @BIN( X_35); @BIN( X_36); @BIN(
X_37);
@BIN( X_38); @BIN( X_39); @BIN( X_40); @BIN( X_41); @BIN(
X_42);
@BIN( X_43); @BIN( X_44); @BIN( X_45); @BIN( X_46); @BIN(
X_47);
@BIN( X_48); @BIN( X_49); @BIN( X_50); @BIN( X_51); @BIN(
X_52);
@BIN( X_53); @BIN( X_54); @BIN( X_55); @BIN( X_56); @BIN(
X_57);
@BIN( X_58); @BIN( X_59); @BIN( X_60); @BIN( X_61); @BIN(
X_62);
@BIN( X_63); @BIN( X_64); @BIN( X_65); @BIN( X_66); @BIN(
X_67);
@BIN( X_68); @BIN( X_69); @BIN( X_70); @BIN( X_71); @BIN(
X_72);
@BIN( X_73); @BIN( X_74); @BIN( X_75); @BIN( X_76); @BIN(
X_77);
@BIN( X_78); @BIN( X_79); @BIN( X_80); @BIN( X_81); @BIN(
X_82);
@BIN( X_83); @BIN( X_84);
END

```

## 2. Model Pemrograman Lingo sistem operasi kompresor 1,5 train

### - Programming Code

```
SETS:
    SET_n/1..84/: A, X, Y, P;

ENDSETS

DATA:
    A = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', 'A');
    Y = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', 'Y');
    P = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', 'P');
    H = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', 'H');
    K = @OLE('E:\DATA 2\Kuliah MMT Fahmi\thesis\data bravo\data
    rekap.xlsx', 'K');

ENDDATA

max = @sum(SET_n(n): A(n) * X(n));

@sum(SET_n(n): Y(n) * X(n)) <= H;
@sum(SET_n(n): P(n) * X(n)) <= K;
@FOR(SET_n(n): @BIN(X(n)));
```

### - Secara Genarate :

```
MODEL:
    [_1] MAX= 5225.9268 * X_1 + 5400.958 * X_2 + 3504.2524 * X_3
    + 3770.0048 * X_4 +
    3533.9788 * X_5 + 10233.8204 * X_6 + 7698.6204 * X_7 +
    10070.4924 * X_8 + 4796.15
    * X_9 + 11068.1824 * X_10 + 1922.0768 * X_11 + 1442.6464 *
    X_12 + 4711.4476 * X_13
    + 641.2164 * X_14 + 8781.6484 * X_15 + 2206.336 * X_16 +
    2523.4968 * X_17 +
    8313.3464 * X_18 + 5501.2048 * X_19 + 3329.2212 * X_20 +
    10624.254 * X_21 +
    6776.7732 * X_22 + 1373.6984 * X_23 + 15022.2604 * X_24 +
    3781.6472 * X_25 +
    16680.7928 * X_26 + 3343.978 * X_27 + 23692.0196 * X_28 +
    7926.1184 * X_29 +
    7860.072 * X_30 + 7370.5412 * X_31 + 9235.1632000000001 *
    X_32 + 9656.016799999999
    * X_33 + 18189.726 * X_34 + 1066.6076 * X_35 + 5420.584 *
    X_36 + 6930.0312 * X_37
    + 10269.3832 * X_38 + 9052.6928000000001 * X_39 +
    8939.1704000000001 * X_40 +
    6168.428 * X_41 + 12603.0616 * X_42 + 2394.1288 * X_43 +
    3794.3784 * X_44 +
    4961.2328 * X_45 + 5185.6164 * X_46 + 4251.038 * X_47 +
    10096.4992 * X_48 +
    2920.22 * X_49 + 1812.3348 * X_50 + 4983.5504 * X_51 +
    7527.8228 * X_52 +
```



$$\begin{aligned}
& 7581.9228 * X_{53} + 13421.5476 * X_{54} + 1474.4592 * X_{55} + \\
& 3365.298 * X_{56} + \\
& 2168.2336 * X_{57} + 2218.614 * X_{58} + 6299.3988 * X_{59} + \\
& 5578.106 * X_{60} + \\
& 1228.3632 * X_{61} + 10182.412 * X_{62} + 1780.4916 * X_{63} + \\
& 8322.358 * X_{64} + \\
& 2741.016 * X_{65} + 7239.54 * X_{66} + 2858.258 * X_{67} + \\
& 5260.4008 * X_{68} + 3367.4148 \\
& * X_{69} + 16589.5576 * X_{70} + 6143.2668 * X_{71} + 31811.2836 \\
& * X_{72} + 19244.6 * X_{73} \\
& + 29687.4116 * X_{74} + 4113.6864 * X_{75} + 1946.5112 * X_{76} + \\
& 10861.1256 * X_{77} + \\
& 4039.93 * X_{78} + 1316.9068 * X_{79} + 4225.0616 * X_{80} + \\
& 4381.0112 * X_{81} + \\
& 7380.3708 * X_{82} + 23745.6912 * X_{83} + 11496.2928 * X_{84}; \\
& [_2] 336 * X_1 + 339 * X_2 + 651 * X_3 + 583 * X_4 + 319 * \\
& X_5 + 500 * X_6 + 288 * \\
& X_7 + 840 * X_8 + 550 * X_{10} + 824 * X_{11} + 270 * X_{12} + \\
& 346 * X_{13} + 728 * X_{15} + \\
& 268 * X_{18} + 343 * X_{19} + 676 * X_{20} + 422 * X_{21} + 637 * \\
& X_{22} + 228 * X_{23} + 491 \\
& * X_{24} + 657 * X_{25} + 542 * X_{26} + 908 * X_{28} + 832 * X_{29} \\
& + 334 * X_{32} + 160 * \\
& X_{34} + 143 * X_{35} + 320 * X_{36} + 144 * X_{37} + 510 * X_{38} + \\
& 545 * X_{39} + 441 * X_{41} \\
& + 320 * X_{42} + 823 * X_{43} + 631 * X_{44} + 742 * X_{45} + 371 * \\
& X_{46} + 740 * X_{47} + \\
& 703 * X_{48} + 199 * X_{50} + 268 * X_{51} + 442 * X_{52} + 443 * \\
& X_{53} + 393 * X_{54} + 417 \\
& * X_{55} + 531 * X_{56} + 127 * X_{57} + 221 * X_{58} + 411 * X_{59} \\
& + 377 * X_{60} + 333 * \\
& X_{61} + 758 * X_{62} + 464 * X_{63} + 340 * X_{64} + 773 * X_{65} + \\
& 339 * X_{67} + 383 * X_{68} \\
& + 594 * X_{69} + 636 * X_{70} + 630 * X_{72} + 302 * X_{73} + 472 * \\
& X_{75} + 374 * X_{76} + \\
& 666 * X_{77} + 901 * X_{78} + 716 * X_{80} + 371 * X_{81} + 486 * \\
& X_{82} \leq 31000; \\
& [_3] 91 * X_1 + 85 * X_2 + 163 * X_3 + 76 * X_4 + 81 * X_5 + \\
& 323 * X_6 + 73 * X_7 + \\
& 213 * X_8 + 625 * X_9 + 138 * X_{10} + 216 * X_{11} + 68 * X_{12} \\
& + 87 * X_{13} + 93 * \\
& X_{14} + 183 * X_{15} + 320 * X_{16} + 366 * X_{17} + 68 * X_{18} + \\
& 76 * X_{19} + 169 * X_{20} + \\
& 105 * X_{21} + 159 * X_{22} + 58 * X_{23} + 123 * X_{24} + 164 * \\
& X_{25} + 136 * X_{26} + 485 * \\
& X_{27} + 227 * X_{28} + 208 * X_{29} + 1140 * X_{30} + 1069 * X_{31} \\
& + 84 * X_{32} + 1016 * \\
& X_{33} + 245 * X_{34} + 37 * X_{35} + 80 * X_{36} + 244 * X_{37} + \\
& 234 * X_{38} + 136 * X_{39} + \\
& 198 * X_{40} + 110 * X_{41} + 392 * X_{42} + 206 * X_{43} + 158 * \\
& X_{44} + 186 * X_{45} + 93 * \\
& X_{46} + 185 * X_{47} + 154 * X_{48} + 400 * X_{49} + 51 * X_{50} + \\
& 48 * X_{51} + 111 * X_{52} + \\
& 111 * X_{53} + 87 * X_{54} + 104 * X_{55} + 135 * X_{56} + 32 * \\
& X_{57} + 55 * X_{58} + 231 * \\
& X_{59} + 95 * X_{60} + 84 * X_{61} + 190 * X_{62} + 117 * X_{63} + 85 \\
& * X_{64} + 170 * X_{65} +
\end{aligned}$$

```

1050 * X_66 + 85 * X_67 + 96 * X_68 + 151 * X_69 + 162 *
X_70 + 891 * X_71 + 157 *
X_72 + 500 * X_73 + 767 * X_74 + 118 * X_75 + 94 * X_76 +
822 * X_77 + 225 * X_78
+ 191 * X_79 + 142 * X_80 + 94 * X_81 + 121 * X_82 + 3444 *
X_83 + 1636 * X_84 <=
22500;
@BIN( X_1); @BIN( X_2); @BIN( X_3); @BIN( X_4); @BIN( X_5);
@BIN( X_6);
@BIN( X_7); @BIN( X_8); @BIN( X_9); @BIN( X_10); @BIN(
X_11); @BIN( X_12);
@BIN( X_13); @BIN( X_14); @BIN( X_15); @BIN( X_16); @BIN(
X_17);
@BIN( X_18); @BIN( X_19); @BIN( X_20); @BIN( X_21); @BIN(
X_22);
@BIN( X_23); @BIN( X_24); @BIN( X_25); @BIN( X_26); @BIN(
X_27);
@BIN( X_28); @BIN( X_29); @BIN( X_30); @BIN( X_31); @BIN(
X_32);
@BIN( X_33); @BIN( X_34); @BIN( X_35); @BIN( X_36); @BIN(
X_37);
@BIN( X_38); @BIN( X_39); @BIN( X_40); @BIN( X_41); @BIN(
X_42);
@BIN( X_43); @BIN( X_44); @BIN( X_45); @BIN( X_46); @BIN(
X_47);
@BIN( X_48); @BIN( X_49); @BIN( X_50); @BIN( X_51); @BIN(
X_52);
@BIN( X_53); @BIN( X_54); @BIN( X_55); @BIN( X_56); @BIN(
X_57);
@BIN( X_58); @BIN( X_59); @BIN( X_60); @BIN( X_61); @BIN(
X_62);
@BIN( X_63); @BIN( X_64); @BIN( X_65); @BIN( X_66); @BIN(
X_67);
@BIN( X_68); @BIN( X_69); @BIN( X_70); @BIN( X_71); @BIN(
X_72);
@BIN( X_73); @BIN( X_74); @BIN( X_75); @BIN( X_76); @BIN(
X_77);
@BIN( X_78); @BIN( X_79); @BIN( X_80); @BIN( X_81); @BIN(
X_82);
@BIN( X_83); @BIN( X_84);
END

```

3. Hasil Optimasi sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train*

Tabel Hasil Optimasi sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train*

No	Well	1 Train							1,5 Train						
		Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)
1	BA-6S	1	online	336	91	114.0776	85	5225.927	1	online	336	91	114.0776	85	5225.927
2	BA-7L	1	online	339	85	106.556	89	5400.958	1	online	339	85	106.556	89	5400.958
3	BA-7S	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	651	163	204.3368	44	3504.252
4	BB-1L	1	online	583	76	95.2736	60	3770.005	1	online	583	76	95.2736	60	3770.005
5	BB-1S	1	online	319	81	101.5416	55	3533.979	1	online	319	81	101.5416	55	3533.979
6	BB-2S	1	online	500	323	404.9128	148	10233.82	1	online	500	323	404.9128	148	10233.82
7	BB-3S	1	online	288	73	91.5128	133	7698.62	1	online	288	73	91.5128	133	7698.62
8	BC-1L	1	online	840	213	267.0168	159	10070.49	1	online	840	213	267.0168	159	10070.49
9	BC-3ST	1	online	0	625	783.5	9	4796.15	1	online	0	625	783.5	9	4796.15
10	BC-4S	1	online	550	138	172.9968	187	11068.18	1	online	550	138	172.9968	187	11068.18
11	BC-4L	0	shut in	0	0	0	0	0	0	shut in	0	0	0	0	0
12	BC-7	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	270	68	85.2448	18	1442.646
13	BD-1L	1	online	346	87	109.0632	76	4711.448	1	online	346	87	109.0632	76	4711.448
14	BD-2S	1	online	0	93	116.5848	0	641.2164	1	online	0	93	116.5848	0	641.2164
15	BD-3S	1	online	728	183	229.4088	139	8781.648	1	online	728	183	229.4088	139	8781.648
16	BD-4L	1	online	0	320	401.152	0	2206.336	0	shut in	0	0	0	0	0
17	BD-5L	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	0	366	458.8176	0	2523.497

Tabel Hasil Optimasi sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* (Lanjutan)

No	Well	1 Train							1,5 Train						
		Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscf/d)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)
18	BD-6ST	1	online	268	68	85.2448	145	8313.346	1	online	268	68	85.2448	145	8313.346
19	BD-7	1	online	343	76	95.2736	92	5501.205	1	online	343	76	95.2736	92	5501.205
20	BE-1L	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	676	169	211.8584	40	3329.221
21	BE-2ST	1	online	422	105	131.628	183	10624.25	1	online	422	105	131.628	183	10624.25
22	BE-3L	1	online	637	159	199.3224	105	6776.773	1	online	637	159	199.3224	105	6776.773
23	BE-4L	1	online	228	58	72.7088	18	1373.698	1	online	228	58	72.7088	18	1373.698
24	BE-5L	1	online	491	123	154.1928	262	15022.26	1	online	491	123	154.1928	262	15022.26
25	BE-6L	1	online	657	164	205.5904	49	3781.647	1	online	657	164	205.5904	49	3781.647
26	BE-7ST	1	online	542	136	170.4896	291	16680.79	1	online	542	136	170.4896	291	16680.79
27	BF-2	0	shut in	0	0	0	0	0	0	shut in	0	0	0	0	0
28	BF-4L	1	online	908	227	284.5672	409	23692.02	1	online	908	227	284.5672	409	23692.02
29	BF-4S	1	online	832	208	260.7488	120	7926.118	1	online	832	208	260.7488	120	7926.118
30	BF-7	1	online	0	1140	1429.104	0	7860.072	1	online	0	1140	1429.104	0	7860.072
31	BF-8	1	online	0	1069	1340.098	0	7370.541	1	online	0	1069	1340.098	0	7370.541
32	BG-10	1	online	334	84	105.3024	160	9235.163	1	online	334	84	105.3024	160	9235.163
33	BG-1ST2	1	online	0	1016	1273.658	49	9656.017	1	online	0	1016	1273.658	49	9656.017

Tabel Hasil Optimasi sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* (Lanjutan)

No	Well	1 Train							1,5 Train						
		Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf)	Prod. Gas (mscf)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf)	Prod. Gas (mscf)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)
34	BG-2ST2	1	online	160	245	307.132	305	18189.73	1	online	160	245	307.132	305	18189.73
35	BG-3	1	online	143	37	46.3832	15	1066.608	1	online	143	37	46.3832	15	1066.608
36	BG-4ST	1	online	320	80	100.288	90	5420.584	1	online	320	80	100.288	90	5420.584
37	BG-5L	1	online	144	244	305.8784	97	6930.031	1	online	144	244	305.8784	97	6930.031
38	BG-5S	1	online	510	234	293.3424	160	10269.38	1	online	510	234	293.3424	160	10269.38
39	BG-6S	1	online	545	136	170.4896	150	9052.693	1	online	545	136	170.4896	150	9052.693
40	BG-7ST2	1	online	0	198	248.2128	140	8939.17	1	online	0	198	248.2128	140	8939.17
41	BG-8L	1	online	441	110	137.896	100	6168.428	1	online	441	110	137.896	100	6168.428
42	BG-8S	1	online	320	392	491.4112	183	12603.06	1	online	320	392	491.4112	183	12603.06
43	BG-9L	0	shut in	0	0	0	0	0	0	shut in	0	0	0	0	0
44	BH-1L	1	online	631	158	198.0688	50	3794.378	1	online	631	158	198.0688	50	3794.378
45	BH-1S	1	online	742	186	233.1696	68	4961.233	1	online	742	186	233.1696	68	4961.233
46	BH-2S	1	online	371	93	116.5848	84	5185.616	1	online	371	93	116.5848	84	5185.616
47	BH-4L	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	740	185	231.916	55	4251.038
48	BH-5L	1	online	703	154	193.0544	167	10096.5	1	online	703	154	193.0544	167	10096.5
49	BH-6ST	1	online	0	400	501.44	3	2920.22	1	online	0	400	501.44	3	2920.22
50	BK-1L	1	online	199	51	63.9336	27	1812.335	1	online	199	51	63.9336	27	1812.335

Tabel Hasil Optimasi sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* (Lanjutan)

No	Well	1 Train							1,5 Train						
		Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscfd)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscfd)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)
51	BK-2L	1	online	268	48	60.1728	86	4983.55	1	online	268	48	60.1728	86	4983.55
52	BK-3L	1	online	442	111	139.1496	125	7527.823	1	online	442	111	139.1496	125	7527.823
53	BK-4S	1	online	443	111	139.1496	126	7581.923	1	online	443	111	139.1496	126	7581.923
54	BK-5L	1	online	393	87	109.0632	237	13421.55	1	online	393	87	109.0632	237	13421.55
55	BK-6L	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	417	104	130.3744	14	1474.459
56	BK-6S	1	online	531	135	169.236	45	3365.298	1	online	531	135	169.236	45	3365.298
57	BK-7	1	online	127	32	40.1152	36	2168.234	1	online	127	32	40.1152	36	2168.234
58	BL-1L	1	online	221	55	68.948	34	2218.614	1	online	221	55	68.948	34	2218.614
59	BL-1S	1	online	411	231	289.5816	87	6299.399	1	online	411	231	289.5816	87	6299.399
60	BL-3	1	online	377	95	119.092	91	5578.106	1	online	377	95	119.092	91	5578.106
61	BL-4	0	shut in	0	0	0	0	0	0	shut in	0	0	0	0	0
62	BL-5L	1	online	758	190	238.184	164	10182.41	1	online	758	190	238.184	164	10182.41
63	BL-5S	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	464	117	146.6712	18	1780.492
64	BL-6	1	online	340	85	106.556	143	8322.358	1	online	340	85	106.556	143	8322.358
65	BL-7ST	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	773	170	213.112	29	2741.016
66	BL-8	1	online	0	1050	1316.28	0	7239.54	1	online	0	1050	1316.28	0	7239.54
67	BL-9	1	online	339	85	106.556	42	2858.258	1	online	339	85	106.556	42	2858.258
68	BM-1	1	online	383	96	120.3456	85	5260.401	1	online	383	96	120.3456	85	5260.401
69	BM-2	1	online	594	151	189.2936	43	3367.415	1	online	594	151	189.2936	43	3367.415
70	BM-3	1	online	636	162	203.0832	286	16589.56	1	online	636	162	203.0832	286	16589.56

Tabel Hasil Optimasi sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* (Lanjutan)

No	Well	1 Train							1,5 Train						
		Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscfd)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)	Status sumur	ket. Status	Gas Lift (mcf/d)	Prod. Gas (mscfd)	Prod. Gas (mmbtu)	Oil (bopd)	Total Prod (USD)
71	BM-5S	1	online	0	891	1116.958	0	6143.267	1	online	0	891	1116.958	0	6143.267
72	BM-6	1	online	630	157	196.8152	568	31811.28	1	online	630	157	196.8152	568	31811.28
73	BNA-10ST	1	online	302	500	626.8	292	19244.6	1	online	302	500	626.8	292	19244.6
74	BNA-11	1	online	0	767	961.5112	451	29687.41	1	online	0	767	961.5112	451	29687.41
75	BNA-1L	1	online	472	118	147.9248	61	4113.686	1	online	472	118	147.9248	61	4113.686
76	BNA-1S	1	online	374	94	117.8384	24	1946.511	1	online	374	94	117.8384	24	1946.511
77	BNA-3S	1	online	666	822	1030.459	96	10861.13	1	online	666	822	1030.459	96	10861.13
78	BNA-4L	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	901	225	282.06	46	4039.93
79	BNA-5	1	online	0	191	239.4376	0	1316.907	0	shut in	0	0	0	0	0
80	BNA-7L	1	online	716	142	178.0112	60	4225.062	1	online	716	142	178.0112	60	4225.062
81	BQA-1	1	online	371	94	117.8384	69	4381.011	1	online	371	94	117.8384	69	4381.011
82	BQA-2L	1	online	486	121	151.6856	121	7380.371	1	online	486	121	151.6856	121	7380.371
83	BQA-3	0	shut in	0	0	0	0	0	1	online	0	3444	4317.398	0	23745.69
84	BZZA-1ST	1	online	0	1636	2050.89	4	11496.29	1	online	0	1636	2050.89	4	11496.29
TOTAL		70		26000	17996	22559.79	8038	558934.6	78		30892	22496	28200.99	8302	604243.6

4. Hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1 *train* kompresor  
Tabel hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1 *train* kompresor

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Tabel hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1 *train* kompresor (lanjutan)

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1 *train* kompresor (lanjutan)

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
57	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1 *train* kompresor (lanjutan)

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
71	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
73	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
74	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
76	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
77	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
81	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
82	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70

5. Hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1,5 *train* kompresor

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1,5 *train* kompresor

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1,5 *train* kompresor (lanjutan)

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1,5 *train* kompresor (lanjutan)

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
57	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
63	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter harga minyak, harga gas dan produksi minyak sistem operasi 1,5 *train* kompresor (lanjutan)

No. X	Normal	Harga Minyak						Harga Gas						Produksi Minyak					
		+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
65	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
66	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
71	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
73	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
74	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
76	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
77	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
78	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
80	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
81	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
82	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
83	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
84	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78

6. Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur

No. X	1 Train							1,5 Train						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1
17	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1



Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur (lanjutan)

No. X	1 <i>Train</i>							1,5 <i>Train</i>						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1
28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
31	1	1	0	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur (lanjutan)

No. X	1 <i>Train</i>							1,5 <i>Train</i>						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
55	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
56	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
57	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
63	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur (lanjutan)

No. X	1 <i>Train</i>							1,5 <i>Train</i>						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
65	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
66	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
71	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
73	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
74	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
76	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
77	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
78	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
79	1	0	1	0	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
81	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
82	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
83	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
84	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	70	68	69	66	67	70	73	78	77	77	77	81	81	81

7. Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train*

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train*

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
1	1	119.7815	85	1	125.4854	85	1	136.8931	85	1	108.3737	85	1	102.6698	85	1	91.26208	85
2	1	111.8838	89	1	117.2116	89	1	127.8672	89	1	101.2282	89	1	95.9004	89	1	85.2448	89
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	100.0373	60	1	104.801	60	1	114.3283	60	1	90.50992	60	1	85.74624	60	1	76.21888	60
5	1	106.6187	55	1	111.6958	55	1	121.8499	55	1	96.46452	55	1	91.38744	55	1	81.23328	55
6	1	425.1584	148	1	445.4041	148	1	485.8954	148	1	384.6672	148	1	364.4215	148	1	323.9302	148
7	1	96.08844	133	1	100.6641	133	1	109.8154	133	1	86.93716	133	1	82.36152	133	1	73.21024	133
8	1	280.3676	159	1	293.7185	159	1	320.4202	159	1	253.666	159	1	240.3151	159	1	213.6134	159
9	1	822.675	9	1	861.85	9	1	940.2	9	1	744.325	9	1	705.15	9	1	626.8	9
10	1	181.6466	187	1	190.2965	187	1	207.5962	187	1	164.347	187	1	155.6971	187	1	138.3974	187
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	89.50704	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	1	114.5164	76	1	119.9695	76	1	130.8758	76	1	103.61	76	1	98.15688	76	1	87.25056	76
14	0	0	0	1	128.2433	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	93.26784	0
15	1	240.8792	139	1	252.3497	139	1	275.2906	139	1	217.9384	139	1	206.4679	139	1	183.527	139
16	1	421.2096	0	1	441.2672	0	1	481.3824	0	1	381.0944	0	1	361.0368	0	1	320.9216	0
17	0	0	0	0	0	0	1	550.5811	0	0	0	0	1	412.9358	0	1	367.0541	0
18	1	89.50704	145	1	93.76928	145	1	102.2938	145	1	80.98256	145	1	76.72032	145	1	68.19584	145
19	1	100.0373	92	1	104.801	92	1	114.3283	92	1	90.50992	92	1	85.74624	92	1	76.21888	92

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1	138.2094	183	1	144.7908	183	1	157.9536	183	1	125.0466	183	1	118.4652	183	1	105.3024	183
22	1	209.2885	105	1	219.2546	105	1	239.1869	105	1	189.3563	105	1	179.3902	105	1	159.4579	105
23	1	76.34424	18	1	79.97968	18	1	87.25056	18	1	69.07336	18	1	65.43792	18	1	58.16704	18
24	1	161.9024	262	1	169.6121	262	1	185.0314	262	1	146.4832	262	1	138.7735	262	1	123.3542	262
25	0	0	0	1	226.1494	49	1	246.7085	49	1	195.3109	49	1	185.0314	49	1	164.4723	49
26	1	179.0141	291	1	187.5386	291	1	204.5875	291	1	161.9651	291	1	153.4406	291	1	136.3917	291
27	1	638.3958	0	1	668.7956	0	0	0	0	0	0	0	1	547.1964	0	1	486.3968	0
28	1	298.7956	409	1	313.0239	409	1	341.4806	409	1	270.3388	409	1	256.1105	409	1	227.6538	409
29	1	273.7862	120	1	286.8237	120	1	312.8986	120	1	247.7114	120	1	234.6739	120	1	208.599	120
30	1	1500.559	0	1	1572.014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1143.283	0
31	1	1407.103	0	0	0	0	1	1608.118	0	0	0	0	0	0	0	1	1072.079	0
32	1	110.5675	160	1	115.8326	160	1	126.3629	160	1	100.0373	160	1	94.77216	160	1	84.24192	160
33	1	1337.34	49	1	1401.023	49	1	1528.389	49	1	1209.975	49	1	1146.292	49	1	1018.926	49
34	1	322.4886	305	1	337.8452	305	1	368.5584	305	1	291.7754	305	1	276.4188	305	1	245.7056	305
35	1	48.70236	15	1	51.02152	15	1	55.65984	15	1	44.06404	15	1	41.74488	15	1	37.10656	15
36	1	105.3024	90	1	110.3168	90	1	120.3456	90	1	95.2736	90	1	90.2592	90	1	80.2304	90
37	1	321.1723	97	1	336.4662	97	1	367.0541	97	1	290.5845	97	1	275.2906	97	1	244.7027	97
38	1	308.0095	160	1	322.6766	160	1	352.0109	160	1	278.6753	160	1	264.0082	160	1	234.6739	160
39	1	179.0141	150	1	187.5386	150	1	204.5875	150	1	161.9651	150	1	153.4406	150	1	136.3917	150

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
40	1	260.6234	140	1	273.0341	140	1	297.8554	140	1	235.8022	140	1	223.3915	140	1	198.5702	140
41	1	144.7908	100	1	151.6856	100	1	165.4752	100	1	131.0012	100	1	124.1064	100	1	110.3168	100
42	1	515.9818	183	1	540.5523	183	1	589.6934	183	1	466.8406	183	1	442.2701	183	1	393.129	183
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	1	207.9722	50	1	217.8757	50	1	237.6826	50	1	188.1654	50	1	178.2619	50	1	158.455	50
45	1	244.8281	68	1	256.4866	68	1	279.8035	68	1	221.5111	68	1	209.8526	68	1	186.5357	68
46	1	122.414	84	1	128.2433	84	1	139.9018	84	1	110.7556	84	1	104.9263	84	1	93.26784	84
47	1	243.5118	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	1	202.7071	167	1	212.3598	167	1	231.6653	167	1	183.4017	167	1	173.749	167	1	154.4435	167
49	1	526.512	3	1	551.584	3	1	601.728	3	1	476.368	3	1	451.296	3	1	401.152	3
50	1	67.13028	27	1	70.32696	27	1	76.72032	27	1	60.73692	27	1	57.54024	27	1	51.14688	27
51	1	63.18144	86	1	66.19008	86	1	72.20736	86	1	57.16416	86	1	54.15552	86	1	48.13824	86
52	1	146.1071	125	1	153.0646	125	1	166.9795	125	1	132.1921	125	1	125.2346	125	1	111.3197	125
53	1	146.1071	126	1	153.0646	126	1	166.9795	126	1	132.1921	126	1	125.2346	126	1	111.3197	126
54	1	114.5164	237	1	119.9695	237	1	130.8758	237	1	103.61	237	1	98.15688	237	1	87.25056	237
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	1	177.6978	45	1	186.1596	45	1	203.0832	45	1	160.7742	45	1	152.3124	45	1	135.3888	45
57	1	42.12096	36	1	44.12672	36	1	48.13824	36	1	38.10944	36	1	36.10368	36	1	32.09216	36
58	1	72.3954	34	1	75.8428	34	1	82.7376	34	1	65.5006	34	1	62.0532	34	1	55.1584	34
59	1	304.0607	87	1	318.5398	87	1	347.4979	87	1	275.1025	87	1	260.6234	87	1	231.6653	87

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
60	1	125.0466	91	1	131.0012	91	1	142.9104	91	1	113.1374	91	1	107.1828	91	1	95.2736	91
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	1	250.0932	164	1	262.0024	164	1	285.8208	164	1	226.2748	164	1	214.3656	164	1	190.5472	164
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	1	111.8838	143	1	117.2116	143	1	127.8672	143	1	101.2282	143	1	95.9004	143	1	85.2448	143
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1250.466	0	1	1184.652	0	1	1053.024	0
67	1	111.8838	42	1	117.2116	42	1	127.8672	42	1	101.2282	42	1	95.9004	42	1	85.2448	42
68	1	126.3629	85	1	132.3802	85	1	144.4147	85	1	114.3283	85	1	108.311	85	1	96.27648	85
69	1	198.7583	43	1	208.223	43	1	227.1523	43	1	179.8289	43	1	170.3642	43	1	151.4349	43
70	1	213.2374	286	1	223.3915	286	1	243.6998	286	1	192.929	286	1	182.7749	286	1	162.4666	286
71	1	1172.805	0	1	1228.653	0	0	0	0	1	1061.11	0	1	1005.262	0	1	893.5661	0
72	1	206.656	568	1	216.4967	568	1	236.1782	568	1	186.9744	568	1	177.1337	568	1	157.4522	568
73	1	658.14	292	1	689.48	292	1	752.16	292	1	595.46	292	1	564.12	292	1	501.44	292
74	1	1009.587	451	1	1057.662	451	1	1153.813	451	1	913.4356	451	1	865.3601	451	1	769.209	451
75	1	155.321	61	1	162.7173	61	1	177.5098	61	1	140.5286	61	1	133.1323	61	1	118.3398	61
76	0	0	0	1	129.6222	24	1	141.4061	24	1	111.9465	24	1	106.0546	24	1	94.27072	24
77	1	1081.982	96	1	1133.505	96	1	1236.551	96	1	978.9362	96	1	927.4133	96	1	824.3674	96
78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	0	0	0	1	263.3814	0	0	0	0	0	0	0	1	215.4938	0	1	191.5501	0

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Status Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
80	1	186.9118	60	1	195.8123	60	1	213.6134	60	1	169.1106	60	1	160.2101	60	1	142.409	60
81	1	123.7303	69	1	129.6222	69	1	141.4061	69	1	111.9465	69	1	106.0546	69	1	94.27072	69
82	1	159.2699	121	1	166.8542	121	1	182.0227	121	1	144.1013	121	1	136.517	121	1	121.3485	121
83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4101.528	0	1	3885.659	0	1	3453.919	0
84	1	2153.434	4	1	2255.979	4	1	2461.068	4	1	1948.345	4	1	1845.801	4	1	1640.712	4
Total	68	22563.67	8038	69	22562.54	8038	66	22560.29	8038	67	22564.36	8038	70	22552.39	8038	73	22355.2	8038



8. Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1,5 *train*

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1,5 *train*

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
1	1	119.7815	85	1	125.4854	85	1	136.8931	85	1	108.3737	85	1	102.6698	85	1	91.26208	85
2	1	111.8838	89	1	117.2116	89	1	127.8672	89	1	101.2282	89	1	95.9004	89	1	85.2448	89
3	1	214.5536	44	1	224.7705	44	1	245.2042	44	1	194.12	44	1	183.9031	44	1	163.4694	44
4	1	100.0373	60	1	104.801	60	1	114.3283	60	1	90.50992	60	1	85.74624	60	1	76.21888	60
5	1	106.6187	55	1	111.6958	55	1	121.8499	55	1	96.46452	55	1	91.38744	55	1	81.23328	55
6	1	425.1584	148	1	445.4041	148	1	485.8954	148	1	384.6672	148	1	364.4215	148	1	323.9302	148
7	1	96.08844	133	1	100.6641	133	1	109.8154	133	1	86.93716	133	1	82.36152	133	1	73.21024	133
8	1	280.3676	159	1	293.7185	159	1	320.4202	159	1	253.666	159	1	240.3151	159	1	213.6134	159
9	1	822.675	9	1	861.85	9	1	940.2	9	1	744.325	9	1	705.15	9	1	626.8	9
10	1	181.6466	187	1	190.2965	187	1	207.5962	187	1	164.347	187	1	155.6971	187	1	138.3974	187
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	89.50704	18	1	93.76928	18	1	102.2938	18	1	80.98256	18	1	76.72032	18	1	68.19584	18
13	1	114.5164	76	1	119.9695	76	1	130.8758	76	1	103.61	76	1	98.15688	76	1	87.25056	76
14	1	122.414	0	1	128.2433	0	0	0	0	1	110.7556	0	1	104.9263	0	1	93.26784	0
15	1	240.8792	139	1	252.3497	139	1	275.2906	139	1	217.9384	139	1	206.4679	139	1	183.527	139
16	0	0	0	1	441.2672	0	0	0	0	1	381.0944	0	1	361.0368	0	1	320.9216	0
17	1	481.7585	0	0	0	0	1	550.5811	0	1	435.8767	0	1	412.9358	0	1	367.0541	0
18	1	89.50704	145	1	93.76928	145	1	102.2938	145	1	80.98256	145	1	76.72032	145	1	68.19584	145

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
19	1	100.0373	92	1	104.801	92	1	114.3283	92	1	90.50992	92	1	85.74624	92	1	76.21888	92
20	1	222.4513	40	1	233.0442	40	1	254.2301	40	1	201.2655	40	1	190.6726	40	1	169.4867	40
21	1	138.2094	183	1	144.7908	183	1	157.9536	183	1	125.0466	183	1	118.4652	183	1	105.3024	183
22	1	209.2885	105	1	219.2546	105	1	239.1869	105	1	189.3563	105	1	179.3902	105	1	159.4579	105
23	1	76.34424	18	1	79.97968	18	1	87.25056	18	1	69.07336	18	1	65.43792	18	1	58.16704	18
24	1	161.9024	262	1	169.6121	262	1	185.0314	262	1	146.4832	262	1	138.7735	262	1	123.3542	262
25	1	215.8699	49	1	226.1494	49	1	246.7085	49	1	195.3109	49	1	185.0314	49	1	164.4723	49
26	1	179.0141	291	1	187.5386	291	1	204.5875	291	1	161.9651	291	1	153.4406	291	1	136.3917	291
27	0	0	0	0	0	0	1	729.5952	0	1	577.5962	0	1	547.1964	0	1	486.3968	0
28	1	298.7956	409	1	313.0239	409	1	341.4806	409	1	270.3388	409	1	256.1105	409	1	227.6538	409
29	1	273.7862	120	1	286.8237	120	1	312.8986	120	1	247.7114	120	1	234.6739	120	1	208.599	120
30	1	1500.559	0	0	0	0	1	1714.925	0	1	1357.649	0	1	1286.194	0	1	1143.283	0
31	0	0	0	1	1474.108	0	1	1608.118	0	1	1273.093	0	1	1206.089	0	1	1072.079	0
32	1	110.5675	160	1	115.8326	160	1	126.3629	160	1	100.0373	160	1	94.77216	160	1	84.24192	160
33	1	1337.34	49	1	1401.023	49	1	1528.389	49	1	1209.975	49	1	1146.292	49	1	1018.926	49
34	1	322.4886	305	1	337.8452	305	1	368.5584	305	1	291.7754	305	1	276.4188	305	1	245.7056	305
35	1	48.70236	15	1	51.02152	15	1	55.65984	15	1	44.06404	15	1	41.74488	15	1	37.10656	15
36	1	105.3024	90	1	110.3168	90	1	120.3456	90	1	95.2736	90	1	90.2592	90	1	80.2304	90

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
37	1	321.1723	97	1	336.4662	97	1	367.0541	97	1	290.5845	97	1	275.2906	97	1	244.7027	97
38	1	308.0095	160	1	322.6766	160	1	352.0109	160	1	278.6753	160	1	264.0082	160	1	234.6739	160
39	1	179.0141	150	1	187.5386	150	1	204.5875	150	1	161.9651	150	1	153.4406	150	1	136.3917	150
40	1	260.6234	140	1	273.0341	140	1	297.8554	140	1	235.8022	140	1	223.3915	140	1	198.5702	140
41	1	144.7908	100	1	151.6856	100	1	165.4752	100	1	131.0012	100	1	124.1064	100	1	110.3168	100
42	1	515.9818	183	1	540.5523	183	1	589.6934	183	1	466.8406	183	1	442.2701	183	1	393.129	183
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	1	207.9722	50	1	217.8757	50	1	237.6826	50	1	188.1654	50	1	178.2619	50	1	158.455	50
45	1	244.8281	68	1	256.4866	68	1	279.8035	68	1	221.5111	68	1	209.8526	68	1	186.5357	68
46	1	122.414	84	1	128.2433	84	1	139.9018	84	1	110.7556	84	1	104.9263	84	1	93.26784	84
47	1	243.5118	55	1	255.1076	55	1	278.2992	55	1	220.3202	55	1	208.7244	55	1	185.5328	55
48	1	202.7071	167	1	212.3598	167	1	231.6653	167	1	183.4017	167	1	173.749	167	1	154.4435	167
49	1	526.512	3	1	551.584	3	1	601.728	3	1	476.368	3	1	451.296	3	1	401.152	3
50	1	67.13028	27	1	70.32696	27	1	76.72032	27	1	60.73692	27	1	57.54024	27	1	51.14688	27
51	1	63.18144	86	1	66.19008	86	1	72.20736	86	1	57.16416	86	1	54.15552	86	1	48.13824	86
52	1	146.1071	125	1	153.0646	125	1	166.9795	125	1	132.1921	125	1	125.2346	125	1	111.3197	125
53	1	146.1071	126	1	153.0646	126	1	166.9795	126	1	132.1921	126	1	125.2346	126	1	111.3197	126
54	1	114.5164	237	1	119.9695	237	1	130.8758	237	1	103.61	237	1	98.15688	237	1	87.25056	237
55	1	136.8931	14	1	143.4118	14	1	156.4493	14	1	123.8557	14	1	117.337	14	1	104.2995	14
56	1	177.6978	45	1	186.1596	45	1	203.0832	45	1	160.7742	45	1	152.3124	45	1	135.3888	45

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
57	1	42.12096	36	1	44.12672	36	1	48.13824	36	1	38.10944	36	1	36.10368	36	1	32.09216	36
58	1	72.3954	34	1	75.8428	34	1	82.7376	34	1	65.5006	34	1	62.0532	34	1	55.1584	34
59	1	304.0607	87	1	318.5398	87	1	347.4979	87	1	275.1025	87	1	260.6234	87	1	231.6653	87
60	1	125.0466	91	1	131.0012	91	1	142.9104	91	1	113.1374	91	1	107.1828	91	1	95.2736	91
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	1	250.0932	164	1	262.0024	164	1	285.8208	164	1	226.2748	164	1	214.3656	164	1	190.5472	164
63	1	154.0048	18	1	161.3383	18	1	176.0054	18	1	139.3376	18	1	132.0041	18	1	117.337	18
64	1	111.8838	143	1	117.2116	143	1	127.8672	143	1	101.2282	143	1	95.9004	143	1	85.2448	143
65	1	223.7676	29	1	234.4232	29	1	255.7344	29	1	202.4564	29	1	191.8008	29	1	170.4896	29
66	1	1382.094	0	0	0	0	1	1579.536	0	1	1250.466	0	1	1184.652	0	1	1053.024	0
67	1	111.8838	42	1	117.2116	42	1	127.8672	42	1	101.2282	42	1	95.9004	42	1	85.2448	42
68	1	126.3629	85	1	132.3802	85	1	144.4147	85	1	114.3283	85	1	108.311	85	1	96.27648	85
69	1	198.7583	43	1	208.223	43	1	227.1523	43	1	179.8289	43	1	170.3642	43	1	151.4349	43
70	1	213.2374	286	1	223.3915	286	1	243.6998	286	1	192.929	286	1	182.7749	286	1	162.4666	286
71	1	1172.805	0	1	1228.653	0	0	0	0	1	1061.11	0	1	1005.262	0	1	893.5661	0
72	1	206.656	568	1	216.4967	568	1	236.1782	568	1	186.9744	568	1	177.1337	568	1	157.4522	568
73	1	658.14	292	1	689.48	292	1	752.16	292	1	595.46	292	1	564.12	292	1	501.44	292
74	1	1009.587	451	1	1057.662	451	1	1153.813	451	1	913.4356	451	1	865.3601	451	1	769.209	451
75	1	155.321	61	1	162.7173	61	1	177.5098	61	1	140.5286	61	1	133.1323	61	1	118.3398	61

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter produksi gas sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
76	1	123.7303	24	1	129.6222	24	1	141.4061	24	1	111.9465	24	1	106.0546	24	1	94.27072	24
77	1	1081.982	96	1	1133.505	96	1	1236.551	96	1	978.9362	96	1	927.4133	96	1	824.3674	96
78	1	296.163	46	1	310.266	46	1	338.472	46	1	267.957	46	1	253.854	46	1	225.648	46
79	0	0	0	1	263.3814	0	1	287.3251	0	1	227.4657	0	1	215.4938	0	1	191.5501	0
80	1	186.9118	60	1	195.8123	60	1	213.6134	60	1	169.1106	60	1	160.2101	60	1	142.409	60
81	1	123.7303	69	1	129.6222	69	1	141.4061	69	1	111.9465	69	1	106.0546	69	1	94.27072	69
82	1	159.2699	121	1	166.8542	121	1	182.0227	121	1	144.1013	121	1	136.517	121	1	121.3485	121
83	1	4533.268	0	1	4749.138	0	0	0	0	1	4101.528	0	1	3885.659	0	1	3453.919	0
84	1	2153.434	4	1	2255.979	4	1	2461.068	4	1	1948.345	4	1	1845.801	4	1	1640.712	4
Tota	77	28203.93	8302	77	28201.11	8302	77	28196.97	8302	81	27977.09	8302	81	26504.61	8302	81	23559.66	8302

9. Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur

No. X	1 Train							1,5 Train						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
12	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	0	1	1	0	1	0	1	1	0	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1
17	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur (lanjutan)

No. X	1 <i>Train</i>							1,5 <i>Train</i>						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
31	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur (lanjutan)

No. X	1 Train							1,5 Train						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
43	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
44	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
55	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1
56	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
57	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
62	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
63	0	0	0	0	0	0	1	1		0	0	1	1	1
64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* dan 1,5 *train* pemetaan status sumur (lanjutan)

No. X	1 Train							1,5 Train						
	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%	Normal	+5%	+10%	+20%	-5%	-10%	-20%
65	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1
66	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
69	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
71	1	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1
72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
73	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
74	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
76	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
77	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
78	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1
79	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1
80	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
81	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
82	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
83	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
84	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	70	64	63	59	71	73	76	78	74	75	72	80	82	82

10. Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train*

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train*

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
1	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85
2	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	204.3368	44	1	204.3368	44	1	204.3368	44
4	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60
5	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55
6	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148
7	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133
8	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159
9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9
10	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	85.2448	18	1	85.2448	18	1	85.2448	18
13	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76
14	1	116.5848	0	1	116.5848	0	0	0	0	1	116.5848	0	1	116.5848	0	0	0	0
15	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	401.152	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	458.8176	0	0	0	0
18	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145
19	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	211.8584	40	1	211.8584	40
21	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183
22	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105
23	0	0	0	0	0	0	1	72.7088	18	1	72.7088	18	1	72.7088	18	1	72.7088	18
24	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	205.5904	49	1	205.5904	49	1	205.5904	49
26	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291
27	1	607.996	0	1	607.996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409
29	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120
30	0	0	0	1	1429.104	0	1	1429.104	0	1	1429.104	0	1	1429.104	0	1	1429.104	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1340.098	0	1	1340.098	0	1	1340.098	0
32	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160
33	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49
34	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305
35	1	46.3832	15	1	46.3832	15	0	0	0	1	46.3832	15	1	46.3832	15	1	46.3832	15
36	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90
37	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97
38	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160
39	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
40	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140
41	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100
42	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	258.2416	18
44	1	198.0688	50	1	198.0688	50	0	0	0	1	198.0688	50	1	198.0688	50	1	198.0688	50
45	1	233.1696	68	1	233.1696	68	0	0	0	1	233.1696	68	1	233.1696	68	1	233.1696	68
46	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	231.916	55	1	231.916	55	1	231.916	55
48	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167
49	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3
50	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27
51	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86
52	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125
53	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126
54	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	130.3744	14
56	1	169.236	45	0	0	0	0	0	0	1	169.236	45	1	169.236	45	1	169.236	45
57	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36
58	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34
59	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
60	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	105.3024	12
62	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	146.6712	18
64	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	213.112	29
66	1	1316.28	0	0	0	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0
67	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42
68	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85
69	1	189.2936	43	0	0	0	0	0	0	1	189.2936	43	1	189.2936	43	1	189.2936	43
70	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286
71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1116.958	0	0	0	0	0	0	0
72	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568
73	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292
74	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451
75	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61
76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	117.8384	24
77	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96
78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	282.06	46	1	282.06	46
79	0	0	0	1	239.4376	0	1	239.4376	0	1	239.4376	0	0	0	0	0	0	0

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
80	1	178.0112	60	1	178.0112	60	0	0	0	1	178.0112	60	1	178.0112	60	1	178.0112	60
81	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69
82	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121
83	1	4317.398	0	1	4317.398	0	1	4317.398	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4
Total	64	22562.29	7947	63	22556.02	7859	59	22564.8	7684	71	22562.29	8131	73	22559.79	8217	76	22554.77	8332

# 11. Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1,5 *train*

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1,5 *train*

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
1	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85	1	114.0776	85
2	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89	1	106.556	89
3	1	204.3368	44	1	204.3368	44	0	0	0	1	204.3368	44	1	204.3368	44	1	204.3368	44
4	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60	1	95.2736	60
5	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55	1	101.5416	55
6	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148	1	404.9128	148
7	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133	1	91.5128	133
8	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159	1	267.0168	159
9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9	1	783.5	9
10	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187	1	172.9968	187
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	270.7776	8	1	270.7776	8
12	0	0	0	1	85.2448	18	1	85.2448	18	1	85.2448	18	1	85.2448	18	1	85.2448	18
13	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76	1	109.0632	76
14	0	0	0	1	116.5848	0	1	116.5848	0	0	0	0	1	116.5848	0	1	116.5848	0
15	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139	1	229.4088	139
16	1	401.152	0	0	0	0	1	401.152	0	0	0	0	1	401.152	0	1	401.152	0
17	0	0	0	1	458.8176	0	1	458.8176	0	1	458.8176	0	0	0	0	0	0	0
18	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145	1	85.2448	145
19	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92	1	95.2736	92

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
20	1	211.8584	40	1	211.8584	40	0	0	0	1	211.8584	40	1	211.8584	40	1	211.8584	40
21	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183	1	131.628	183
22	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105	1	199.3224	105
23	1	72.7088	18	0	0	0	0	0	0	1	72.7088	18	1	72.7088	18	1	72.7088	18
24	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262	1	154.1928	262
25	1	205.5904	49	1	205.5904	49	1	205.5904	49	1	205.5904	49	1	205.5904	49	1	205.5904	49
26	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291	1	170.4896	291
27	1	607.996	0	1	607.996	0	1	607.996	0	1	607.996	0	1	607.996	0	1	607.996	0
28	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409	1	284.5672	409
29	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120	1	260.7488	120
30	1	1429.104	0	1	1429.104	0	1	1429.104	0	1	1429.104	0	0	0	0	0	0	0
31	1	1340.098	0	1	1340.098	0	1	1340.098	0	1	1340.098	0	1	1340.098	0	1	1340.098	0
32	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160	1	105.3024	160
33	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49	1	1273.658	49
34	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305	1	307.132	305
35	1	46.3832	15	1	46.3832	15	1	46.3832	15	1	46.3832	15	1	46.3832	15	1	46.3832	15
36	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90	1	100.288	90
37	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97	1	305.8784	97
38	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160	1	293.3424	160
39	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150	1	170.4896	150



Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
40	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140	1	248.2128	140
41	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100	1	137.896	100
42	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183	1	491.4112	183
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	258.2416	18	1	258.2416	18	1	258.2416	18
44	1	198.0688	50	1	198.0688	50	1	198.0688	50	1	198.0688	50	1	198.0688	50	1	198.0688	50
45	1	233.1696	68	1	233.1696	68	1	233.1696	68	1	233.1696	68	1	233.1696	68	1	233.1696	68
46	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84	1	116.5848	84
47	1	231.916	55	1	231.916	55	1	231.916	55	1	231.916	55	1	231.916	55	1	231.916	55
48	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167	1	193.0544	167
49	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3	1	501.44	3
50	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27	1	63.9336	27
51	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86	1	60.1728	86
52	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125	1	139.1496	125
53	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126	1	139.1496	126
54	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237	1	109.0632	237
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	130.3744	14	1	130.3744	14	1	130.3744	14
56	1	169.236	45	1	169.236	45	1	169.236	45	1	169.236	45	1	169.236	45	1	169.236	45
57	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36	1	40.1152	36
58	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34	1	68.948	34
59	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87	1	289.5816	87

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
60	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91	1	119.092	91
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	105.3024	12	1	105.3024	12	1	105.3024	12
62	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164	1	238.184	164
63		0	0	0	0	0	0	0	0	1	146.6712	18	1	146.6712	18	1	146.6712	18
64	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143	1	106.556	143
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	213.112	29	1	213.112	29	1	213.112	29
66	1	1316.28	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0	1	1316.28	0
67	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42	1	106.556	42
68	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85	1	120.3456	85
69	1	189.2936	43	1	189.2936	43	0	0	0	1	189.2936	43	1	189.2936	43	1	189.2936	43
70	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286	1	203.0832	286
71	1	1116.958	0	1	1116.958	0	1	1116.958	0	0	0	0	1	1116.958	0	1	1116.958	0
72	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568	1	196.8152	568
73	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292	1	626.8	292
74	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451	1	961.5112	451
75	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61	1	147.9248	61
76	1	117.8384	24	1	117.8384	24	0	0	0	1	117.8384	24	1	117.8384	24	1	117.8384	24
77	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96	1	1030.459	96
78	1	282.06	46	0	0	0	0	0	0	1	282.06	46	1	282.06	46	1	282.06	46
79	0	0	0	1	239.4376	0	1	239.4376	0	1	239.4376	0	1	239.4376	0	1	239.4376	0

Tabel Hasil uji sensitivitas parameter konsumsi *gas lift* sistem operasi kompresor 1,5 *train* (lanjutan)

No	+5%			+10%			+20%			-5%			-10%			-20%		
	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)	Stat. Well	Prod. Gas (mmbtu)	Prod. Oil (bopd)
80	1	178.0112	60	1	178.0112	60	1	178.0112	60	1	178.0112	60	1	178.0112	60	1	178.0112	60
81	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69	1	117.8384	69
82	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121	1	151.6856	121
83	1	4317.398	0	1	4317.398	0	1	4317.398	0	1	4317.398	0	1	4317.398	0	1	4317.398	0
84	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4	1	2050.89	4
Total	74	28059.33	8223	75	28203.49	8177	72	27881.32	8026	80	28178.42	8332	82	28195.97	8340	82	28195.97	8340

**HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN**

## BIOGRAFI PENULIS



**Musthofa Fahmi** dilahirkan di Nganjuk pada tanggal 27 Oktober 1991. Putra pertama dari pasangan Bapak H. Zaenal Muttaqien S.Pd, M.MPd dan Ibu Hj. Siti Safinatuzzahrok S.Pd, M.MPd. Penulis menempuh pendidikan tinggi di Jurusan Teknik Otomasi, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) pada tahun 2009. Pada tahun 2013, penulis telah menyelesaikan pendidikan sarjana dan mendapatkan gelar Sarjana Sains Terapan. Penulis melanjutkan masuk dunia kerja di salah satu perusahaan milik negara dibidang minyak dan gas di Indonesia pada tahun 2013 di bagian *electrical maintenance*, dan pada tahun 2015 penulis sembari bekerja juga melanjutkan pendidikan program S2 di Jurusan Magister Manajemen Teknologi, Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan bidang keahlian Manajemen Industri. Penulis menyelesaikan studi magisternya pada tahun 2017. Penulis menerima saran dan kritik serta diskusi melalui email [musthofafahmisst@gmail.com](mailto:musthofafahmisst@gmail.com)